Universidad Nacional Mayor de San Marcos
Universidad del Perú. Decana de América
Facultad de Química e Ingeniería Química
Escuela Profesional de Ingeniería Química

Evaluación y selección de una tecnología de captura y almacenamiento de CO2 para la Nueva Refinería Talara aplicando diseño conceptual de procesos

TESIS

Para optar el Título Profesional de Ingeniera Química

AUTOR

Ingrid Fiorella EULOGIO SOLANO

ASESOR

Dr. Raymundo ERAZO ERAZO

Lima, Perú

2024



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Eulogio, I. (2024). *Evaluación y selección de una tecnología de captura y almacenamiento de CO2 para la Nueva Refinería Talara aplicando diseño conceptual de procesos*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Química e Ingeniería Química, Escuela Profesional de Ingeniería Química]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	Ingrid Fiorella Eulogio Solano
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	46875711
URL de ORCID	-
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	Raymundo Erazo Erazo
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	08439329
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0003-1480-7641
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Fernando Anaya Melendez
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	06550807
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	Eliana Jara Morante
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	23860280
Datos de investigación	
Línea de investigación	No aplica.
Grupo de investigación	No aplica
Agencia de financiamiento	Sin financiamiento.
Ubicación geográfica de la investigación	Edificio: Facultad de Química e Ingeniería Química, Ciudad Universitaria. País: Perú Departamento: Lima Provincia: Lima

	Distrito: Lima Calle: Av. Germán Amézaga s/n. Ciudad Universitaria. Latitud: -12.04318 Longitud: -77.02824
Año o rango de años en que se realizó la investigación	2024
URL de disciplinas OCDE	Ingeniería química https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.04.01 Investigación climática https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#1.05.10

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)
FACULTAD DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA
Central Telefónica: 619-7000

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA QUÍMICA

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Los suscritos miembros del Jurado Calificador nombrados por el señor Presidente del Comité Ejecutivo del "II Programa Ciclo Taller de Titulación Profesional por la Modalidad de Tesis y Trabajo de Suficiencia Profesional para la Facultad de Química e Ingeniería Química 2024-I", bajo la Presidencia del **Mg. FERNANDO ANAYA MELÉNDEZ;** la **Dra. ELIANA JARA MORANTE (Miembro)** y el **Dr. RAYMUNDO ERAZO ERAZO (Asesor);** habiendo presentado para tal efecto la **TESIS,** titulada **" Evaluación y selección de una tecnología de captura y almacenamiento de $C0_2$ para la Nueva Refinería Talara aplicando diseño conceptual de procesos"** después de **SUSTENTADA Y APROBADA** la tesis elaborado por la bachiller en Ingeniería Química: **EULOGIO SOLANO, INGRID FIORELLA;** para optar el **TÍTULO PROFESIONAL** de **INGENIERA QUÍMICA,** acordaron calificarlo con la **NOTA** de:

DIECISIETE (LETRAS) 17 (NÚMEROS)

Ciudad Universitaria, 17 de agosto del 2024

Mg. FERNANDO ANAYA MELÉNDEZ
Presidente

Dra. ELIANA JARA MORANTE
Miembro

Dr. RAYMUNDO ERAZO ERAZO
Asesor

Dr. RUBEN ALFREDO PALOMINO INFANTE
Director de la E.P. de Ingeniería Química



Escaneado con CamScanner

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE
SAN MARCOS
Universidad del Perú, Decana de América

CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo, RAYMUNDO ERAZO ERAZO en mi condición de asesor acreditado con la Resolución Decanal N°000656-2024-D-FQIQ/UNMSM de la tesis, cuyo título es **EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE UNA TECNOLOGÍA DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO_2 PARA LA NUEVA REFINERÍA TALARA APLICANDO DISEÑO CONCEPTUAL DE PROCESOS**, presentada por la bachiller **Ingrid Fiorella Eulogio Solano** para optar el título Profesional de Ingeniería Química, CERTIFICO que se ha cumplido con lo establecido en la Directiva de Originalidad y de Similitud de Trabajos Académicos, de Investigación y Producción Intelectual. Según la revisión, análisis y evaluación mediante la plataforma PIDS, el documento evaluado cuenta con el 18% de similitud, nivel **PERMITIDO** para continuar con los trámites correspondientes y para su **publicación en el repositorio institucional.**

Se emite el presente certificado en cumplimiento de lo establecido en las normas vigentes, como uno de los requisitos para la obtención del título correspondiente.

Lima, 9 de octubre de 2024

Firma del Asesor _____

Nombres y Apellidos del asesor: Raymundo Erazo Erazo

DNI: 08439329

DEDICATORIA

Dedico mi tesis a Dios, quien me brindó fortaleza en los momentos más difíciles y me permitió seguir adelante sin derrumbarme.

A mis padres, Mario Eulogio y Beatriz Solano, quienes son una parte fundamental de lo que soy hoy. Gracias a su apoyo incondicional, he podido superar cada desafío que encontré en el camino.

A todas las personas que, con su comprensión y empatía, han enriquecido mi vida.

Y finalmente todas las situaciones difíciles que enfrenté, las cuales me dieron la oportunidad de demostrar mi fortaleza y determinación…

AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente a la Facultad de Química e Ingeniería Química por el apoyo brindado a lo largo de este proceso. Especialmente a los docentes que, con sus valiosas correcciones y sugerencias, contribuyeron significativamente a la mejora y refinamiento de este trabajo de investigación.

A mi centro de labores, por brindarme todas las facilidades necesarias para llevar a cabo y culminar mi trabajo de investigación. Su apoyo y comprensión han sido fundamentales en el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad Nacional Mayor de San Marcos por brindarme una sólida formación profesional. Aprecio profundamente la oportunidad de haber adquirido los conocimientos y habilidades necesarias para enfrentar los desafíos del mundo laboral y cumplir con las responsabilidades que conlleva ejercer mi carrera profesional.

TABLA DE CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN 8
1.1. Introducción 8
1.2. Planteamiento del problema 8
1.2.1. Determinación del problema 8
1.2.2. Formulación del problema 10
1.3. Objetivos 10
1.3.1. Objetivo general 10
1.3.2. Objetivos específicos 10
1.4. Importancia y alcance de la investigación 10
1.5. Limitaciones de la investigación 11
II. REVISIÓN DE LA LITERATURA 12
2.1. Marco teórico 12
2.1.2. Tecnología de Captura y Almacenamiento de CO_2 12
2.1.3. La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú 33
2.1.4. Refinería Talara antes de la modernización 37
2.1.5. Proyecto de Modernización Refinería Talara (PMRT) 43
2.1.6. La Nueva Refinería Talara 48
2.2. Antecedentes del estudio 51
2.3. Definición de términos 55
III. HIPÓTESIS Y VARIABLES 56
3.1. Hipótesis 56
3.2. Variables 56
3.3. Operacionalización de las variables 57
IV. MATERIALES Y MÉTODOS 59
4.1. Diseño de investigación 59
4.2. Población y muestra 81
4.3. Procedimientos, técnicas e instrumentos de recolección de información. 81
4.4. Análisis estadístico 81
V. RESULTADOS 85
VI. DISCUSIÓN 89
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 92

7.1. Conclusiones 92
7.2. Recomendaciones 95
VIII. BIBLIOGRAFÍA 96
IX. ANEXOS 102

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N°1 CUADRO COMPARATIVO DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS 3 TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO_2: PRECOMBUSTIÓN, OXICOMBUSTIÓN (CHEMICAL LOOPING) Y POSTCOMBUSTIÓN. 26
TABLA N°2 TABLA DE EMISIONES DE GASES DE GEI DE LA REFINERÍA TALARA. 50
TABLA N°3 TABLA DE EMISIONES DIRECTAS 50
TABLA N°4 TABLA DE OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES 57
TABLA N°5 TABLA DE VALORES DE LA MEDICIÓN DE RENDIMIENTO DE LA PLANTA DE LA PRECOMBUSTION. 63
TABLA N°6 TABLA DE VALORES DE LA MEDICIÓN DEL COSTO DE LA PLANTA DE LA PRECOMBUSTION. 63
TABLA N°7 TABLA DE VALORES DEL PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DE CO_2 DE LA PRECOMBUSTION. 64
TABLA N°8 ESTIMACIÓN DEL COSTO DE LA TECNOLOGÍA DE OXICOMBUSTION (CHEMICAL LOOPING COMBUSTION). 66
TABLA N°9 COSTO DE CO_2 CAPTURADO DE LA TECNOLOGÍA CHEMICAL LOOPING, UTILIZANDO MIC MANGANESE-IRON-COPPER OXYGEN CARRIER. 67
TABLA N°10 PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DE CO_2 DE LA DE OXICOMBUSTION (CHEMICAL LOOPING COMBUSTION). 67
TABLA N°11 TABLA DE VALORES DE LA MEDICIÓN DE RENDIMIENTO DE LA PLANTA DE LA POSTCOMBUSTION. 69
TABLA N°12 TABLA DE VALORES DE LA MEDICIÓN DEL COSTO DE LA PLANTA DE LA POSTCOMBUSTIÓN. 69
TABLA N°13 TABLA DE VALORES DEL PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DE CO_2 DE LA POSTCOMBUSTION. 70
TABLA N 14 COMPOSICIONES DE LAS CORRIENTES DE ENTRADA DE LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE ABSORCIÓN DE CO_2 CON MEA. 73
TABLA N°15 COSTOS DE ALMACENAMIENTO Y VIGILANCIA PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO. 78
TABLA N°16 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO PARA DIVERSAS OPCIONES DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO. 78
TABLA N°17 COSTOS DEL ALMACENAMIENTO OCEÁNICO A MÁS DE 3 000 M DE PROFUNDIDAD. 79
TABLA N°18 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TIPOS DE AL ALMACENAMIENTO DE CO_2. 80
TABLA N°19 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO_2: PRECOMBUSTIÓN, OXICOMBUSTIÓN (CHEMICAL LOOPING) Y POSTCOMBUSTIÓN. 86
TABLA N°20 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE CO_2 87
TABLA N°21 CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO_2: PRECOMBUSTIÓN , OXICOMBUSTIÓN , POSTCOMBUSTION Y EL COSTO DE CAPTURA SEGÚN LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA. 87

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N°1 PROCESO DE CAPTURA DE CO_2 EN PRECOMBUSTIÓN PARA CENTRALES DE GAS NATURAL. 15
FIGURA N°2 PROCESO DE PRECOMBUSTIÓN PARA LA CAPTURA DE CO_2 EN CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN. 16
FIGURA N°3 CAPTURA DE CO_2 A TRAVÉS DEL PROCESO DE OXICOMBUSTIÓN 17
FIGURA N°4 DIAGRAMA DE COMBUSTIÓN UTILIZANDO TRANSPORTADORES SÓLIDOS DE OXÍGENO 19
FIGURA N°5 OPCIONES TECNOLÓGICAS PARA LA SEPARACIÓN Y CAPTURA DE CO_2 20
FIGURA N°6 ESTRUCTURA MOLECULAR DE METILDIETANOLAMINA (MEA), DIETANOLAMINA (DEA) Y METILDIETANOLAMINA (MDEA). 24
FIGURA N°7 ILUSTRACIÓN DE OPCIONES DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO 30
FIGURA N°8 32
FIGURA N°9 ILUSTRACIÓN DE ALMACENAMIENTO OCEÁNICO 33
FIGURA N°10 PROCESO DE REFINACIÓN DEL PETRÓLEO 35
FIGURA N°11 DIAGRAMA DE PROCESOS DE LA REFINERÍA TALARA 39
FIGURA N°12 RESULTADOS DEL VALOR PROMEDIO DEL % DE EMISIÓN DE CO_2 DE 5 FUENTES FIJAS DE LA REFINERÍA TALARA ANTES DE LA MODERNIZACIÓN. 42
FIGURA N°13 RESULTADOS DE LAS EMISIONES DE SO_2 EN LAS 5 FUENTES FIJAS DE LA REFINERÍA TALARA ANTES DE LA MODERNIZACIÓN. 43
FIGURA N°14 ESQUEMA DE PROCESOS DE LA NUEVA REFINERÍA TALARA. 45
FIGURA N° 15 COSTO AJUSTADO DE LA CAPTURA DE CO_2 SEGÚN EL SECTOR Y LA CONCENTRACIÓN INICIAL DE CO_2, 2019. 61
FIGURA N°16 DIAGRAMA DE UN PROCESO DE CAPTURA DE CO_2 POR ABSORCIÓN. 72
FIGURA N° 17 DIAGRAMA DEL PROCESO DE ABSORCIÓN DE CO_2 UTILIZANDO MEA, APLICANDO ASPEN HYSYS 75
FIGURA N° 18 GRÁFICA DE PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DE CO_2, COMPARANDO LAS 3 TECNOLOGÍAS: PRECOMBUSTIÓN, OXICOMBUSTIÓN Y POSTCOMBUSTIÓN. 82
FIGURA N° 19 GRÁFICA DE CAPTURA DE ENERGÍA REQUERIDA (%ENTRADA/MWH) COMPARANDO LAS 3 TECNOLOGÍAS: PRECOMBUSTIÓN, OXICOMBUSTIÓN Y POSTCOMBUSTIÓN. 83
FIGURA N° 20 GRÁFICA DE COSTO DE CO_2 EVITADO, EXCLUYENDO TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (USD/T CO_2) COMPARANDO LAS 3 TECNOLOGÍAS: PRECOMBUSTIÓN, OXICOMBUSTIÓN Y POSTCOMBUSTIÓN. 83
FIGURA N° 21 GRÁFICA DE CAPITAL TOTAL REQUERIDO CON CAPTURA (USD/KW) 84
FIGURA N° 22 GRÁFICA DE COSTOS EN (USD/T CO_2) PARA LA OPERACIÓN DE LOS DOS TIPOS DE ALMACENAMIENTO DE CO_2: GEOLÓGICO Y OCEÁNICO. 84
FIGURA N° 23 GRÁFICA DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN (GT CO_2) PARA LOS DOS TIPOS DE ALMACENAMIENTO DE CO_2: GEOLÓGICO Y OCEÁNICO. 85
FIGURA N° 24 LÍNEA DE TIEMPO DEL PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LA REFINERÍA TALARA 103

RESUMEN

Objetivo: Evaluar la viabilidad de seleccionar una tecnología de captura y almacenamiento de CO_2 para la Nueva Refinería Talara en Perú, utilizando el diseño conceptual de procesos. **Método:** Se emplea el diseño conceptual de procesos, un enfoque de ingeniería que implica la síntesis y análisis de procesos industriales. Este método considera la transformación de materias primas e insumos en productos y subproductos, evaluando los impactos tecnológicos, ambientales y económicos para desarrollar un diseño final detallado. El objetivo es establecer directrices para la implementación del proceso, garantizando eficiencia operativa, sostenibilidad ambiental y viabilidad económica. **Resultados:** La Refinería Talara, con emisiones de CO_2 de 82,796.10 t CO_2eq en 2022, representa el 65.25% de las emisiones de Petroperú S.A. La tecnología de captura propuesta tiene una eficiencia del 87.67%, con un requerimiento energético del 13% por MWh, y un costo evitado de 37 USD/t CO_2 para precombustión. La postcombustión es eficiente en captura y costo energético, mientras que la precombustión ofrece beneficios económicos. El almacenamiento oceánico tiene capacidad ilimitada, pero falta investigación sobre el potencial geológico en Perú. Se ha evaluado la viabilidad de una tecnología CAC para la Nueva Refinería Talara en Perú. Es crucial destacar que el Informe de Modernización de la Refinería Talara se enfoca en gases de combustión como CO, NO_2, SO_2, H_2S, ozono y COV, que superan al CO_2 en proporción. Sin embargo, la refinería sigue emitiendo CO_2 sin medidas claras para su reducción o captura, lo que subraya la necesidad de implementar soluciones que aborden tanto los contaminantes tradicionales como el CO_2, clave para mitigar el impacto ambiental. **Conclusiones:** La selección de la tecnología adecuada dependerá de priorizar la eficiencia en la reducción de CO_2, la eficiencia energética, el costo inicial y la rentabilidad a corto plazo.

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción

La creciente preocupación por el cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado el desarrollo de tecnologías avanzadas para la captura y almacenamiento de CO_2 (CAC). En el contexto de la industria del petróleo y gas, que representa una fuente significativa de emisiones globales, el uso de de estas tecnologías se ha convertido en una prioridad para cumplir con las metas de sostenibilidad y mitigación del impacto ambiental.

La Nueva Refinería Talara, ubicada en Perú, es una planta industrial de gran envergadura cuyo proceso de refinación de petróleo contribuye a las emisiones de CO_2 de la región. Con una cantidad significativa de emisiones totales de Petroperú S.A., es esencial identificar y aplicar una solución efectiva para la captura y almacenamiento de CO_2.

Se utilizará el enfoque del diseño conceptual de procesos, el cual proporciona un marco para la síntesis y el análisis de procesos industriales, permitiendo una evaluación integral de las opciones disponibles en términos de eficiencia técnica, impacto ambiental y viabilidad económica. A través de este análisis, se pretende establecer un diseño final detallado que no solo cumpla con los requisitos técnicos, sino que también optimice la sostenibilidad y rentabilidad del proyecto.

1.2.Planteamiento del problema

1.2.1. Determinación del problema

A nivel mundial las industrias de energía generan las emisiones más grandes de gases de efecto invernadero (GEI), cuyos efectos agudizan el calentamiento global y la crisis del cambio climático y a su vez afecta la salud pública. Este problema no es ajeno al Perú puesto que según el Reporte Anual de Gases de Efecto Invernadero (RAGEI) 2019 elaborado por el Ministerio de Energía y Minas, menciona que los valores de GEI expresados en dióxido de carbono equivalente $GgCO_2eq$, alcanzaron un total de 37,584.04 $GgCO_2eq$ para el 2019. Las principales fuentes de estas emisiones fueron las actividades relacionadas con el gas natural y la quema de combustibles en industrias manufactureras nacionales, junto con las plantas de generación combinada de calor y energía, industrias

de generación de electricidad. Lo cual representa un 73.92 % del total de emisiones de GEI, por lo que se considera un porcentaje significativo (Ministerio de Energía y Minas, 2023).

Esta problemática ha generado un interés creciente por parte de países quienes en su conjunto y de forma individual han ido creando normativas para reducir las emisiones de los GEI. En Perú, según el Decreto Supremo N°051-93-EM se aprobó el Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos (RNRPH), el cual menciona que las refinerías deben tomar medidas adecuadas para conservar la energía, con un enfoque especial en la reducción de la quema de gases durante el proceso.

Según la Guía Ambiental para el Manejo de Emisiones Gaseosas de Refinerías de Petróleo (Ministerio de Energía y Minas, 2023), el Gobierno ha estipulado que las refinerías cuenten con un programa para reducir las emisiones de gas invernadero. Además, dicha guía establece diferentes programas para reducir las emisiones del GEI, pero no contempla la tecnología Captura y Almacenamiento de CO_2, que se está desarrollando en otros países.

Por parte de las industrias del sector energía han estado desarrollando proyectos de tecnologías de Captura y Almacenamiento de CO_2. Por ejemplo, países como Francia, Alemania y Austria ya han propuesto proyectos utilizando este tipo de tecnología para el 2024 en la industria de hidrocarburos.

En este contexto, la Nueva Refinería Talara, representa un escenario propicio para evaluar la viabilidad y los desafíos asociados con la integración de la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO_2 en sus operaciones, ya que desempeña un papel crucial en el procesamiento del crudo producidos en la región de Piura.

En este sentido, la aplicación de la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO_2 en la Nueva Refinería Talara se presenta como una medida potencialmente efectiva para mitigar estas emisiones y reducir el impacto ambiental de sus operaciones.

1.2.2. Formulación del problema

Problema General

¿La aplicación de diseño conceptual de procesos permitirá la selección de la tecnología de captura y almacenamiento de CO_2 para la Nueva Refinería Talara?

Problemas específicos

- ¿Cuál es estado actual de las emisiones de CO_2 en la Nueva Refinería Talara?
- ¿Cuáles son las tecnologías disponibles para la captura y almacenamiento de CO_2 en refinerías?

1.3.Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Seleccionar la tecnología de captura y almacenamiento de CO_2, aplicando diseño conceptual de procesos para la Nueva Refinería Talara.

1.3.2. Objetivos específicos

- Investigar el estado actual de las emisiones de CO_2 en la Nueva Refinería Talara, identificando las fuentes principales y cuantificando la cantidad de CO_2 emitida.
- Evaluar las tecnologías disponibles para la captura y almacenamiento de $CO2$ en las refinerías, considerando su viabilidad técnica y económica, considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento.

1.4.Importancia y alcance de la investigación

La necesidad de mitigar el cambio climático ha impulsado la búsqueda de tecnologías eficaces para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En este contexto, la captura y almacenamiento de carbono (CAC) emerge como una solución viable para disminuir las emisiones de CO_2 provenientes de instalaciones industriales y de generación de energía. La refinería Talara, como una instalación clave en el sector energético de Perú, presenta una oportunidad significativa para implementar tecnologías de CAC. Evaluar y seleccionar la tecnología más adecuada no solo puede contribuir a la reducción de la huella de carbono de la refinería, sino también posicionar a Perú como un líder en la adopción de prácticas sostenibles en la industria energética.

Esta investigación es importante porque busca cumplir lo siguiente:

- Reducción de Emisiones: Identificar la tecnología de captura de CO_2 más efectiva puede resultar en una disminución significativa de las emisiones de la refinería, ayudando a cumplir con las normativas ambientales y objetivos de reducción de GEI.
- Innovación Tecnológica: Al aplicar el diseño conceptual de procesos para evaluar diferentes tecnologías, esta investigación puede fomentar la innovación y optimización en el ámbito de la captura y almacenamiento de carbono.
- Impacto Económico: La implementación de una tecnología eficiente de CAC puede influir en los costos operativos y la viabilidad económica de la refinería a largo plazo, proporcionando un modelo replicable para otras instalaciones industriales.
- Responsabilidad Ambiental: Contribuirá a la sostenibilidad ambiental y a la lucha contra el cambio climático, alineándose con los compromisos internacionales de Perú, como el Acuerdo de París.

1.5.Limitaciones de la investigación

- Falta de datos actuales sobre las emisiones de CO_2

La refinería Talara actualmente enfrenta una falta de datos actualizados sobre las emisiones de CO_2 debido a que se encuentra en la etapa de arranque y estabilización, lo que ha impedido proporcionar información actual del presente año. Esta situación limita la capacidad de realizar un análisis preciso del impacto de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, ya que la disponibilidad de datos actuales es crucial para una evaluación completa.

Sin embargo, se cuenta con datos de emisiones de CO_2 correspondientes al año 2022. Estos datos proporcionan una visión general de las emisiones totales de CO_2, pero no incluyen detalles específicos sobre las emisiones por unidades críticas de producción de CO_2. La ausencia de datos específicos y actualizados impide una evaluación detallada y precisa de las emisiones actuales, lo que resalta la necesidad de información más granular para una mejor comprensión y gestión del impacto ambiental de la refinería.

- El informe de emisión de CO_2 depende de los Reportes de Sostenibilidad

La información oficial de la huella de carbono a nivel corporativo se difunde en los reportes de sostenibilidad de la empresa, cuya versión más reciente (2023) aún está en proceso de elaboración. Esta dependencia de datos corporativos implica que cualquier retraso en la publicación de estos reportes puede afectar el cronograma de la investigación y la disponibilidad de información actualizada.

- Acceso a la información confidencialidad:

Algunas informaciones detalladas sobre los procesos y las emisiones pueden considerarse sensibles y no ser divulgadas completamente por la refinería por razones de confidencialidad o seguridad. Esto puede limitar la profundidad del análisis y la comprensión completa de los procesos implicados.

Estas limitaciones muestran la importancia de la obtención de datos precisos y actualizados para realizar una evaluación efectiva y confiable de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono en la refinería Talara. A pesar de estas limitaciones, la investigación puede seguir adelante utilizando estimaciones y datos anteriores como el Reporte de Sostenibilidad del año 2022, con la expectativa de ajustar y validar los resultados una vez que la información actualizada esté disponible.

II. REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1.Marco teórico

2.1.2. Tecnología de Captura y Almacenamiento de CO_2

Las tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2 comprenden un conjunto de técnicas diseñadas para la separación y retención del dióxido de carbono producido durante procesos industriales. Este CO_2 capturado se transporta posteriormente a un sitio específico donde se almacena de forma permanente (Gayan Sanz & Perez Vega, 2019). Todo este proceso se realiza con el fin de mantener aislado el CO_2 de la atmósfera a largo plazo.

Entre los objetivos que tiene la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO_2, está la de solucionar los problemas de contaminación ambiental relacionados directamente al cambio climático, causados por el uso de la energía en base al carbón por parte de las industrias (Cortes Pizarro, 2013).

Según la Agencia Internacional de Energía (2023) "Si el CO_2 no se utiliza en el mismo lugar donde se captura, se comprime y se transporta a través de tuberías, barcos, trenes o camiones para ser aplicado en diferentes usos, o bien, se inyecta en formaciones geológicas profundas, como yacimientos de petróleo y gas ya explotados o acuíferos salinos."

Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Los gases de efecto invernadero (GEI) son componentes atmosféricos que pueden originarse de manera natural o ser el resultado de actividades humanas. Estos gases tienen la capacidad de absorber y emitir radiación en ciertas longitudes de onda del espectro infrarrojo, que es la radiación emitida por la superficie terrestre. Entre los principales gases de efecto invernadero que se encuentran en la atmósfera terrestre se destacan el vapor de agua (H_2O), el dióxido de carbono (CO_2), el óxido nitroso (N_2O), el metano (CH_4) y el ozono (O_3). Además de estos, también se encuentran otros compuestos como los clorofluorocarbonos (CFC) y los hidrofluorocarbonos (HFC) que, aunque están en menores concentraciones, tienen un alto potencial de calentamiento global (Benavides Ballesteros & León Aristizabal, 2007).

Entre una de las causas del aumento de concentración de los GEI están las actividades humanas como por ejemplo a través de la industria de los hidrocarburos. Es así que los problemas ambientales a nivel global están relacionados directamente con el CO_2, ya que una vez este haya sido emitido al aire, se acumula en la atmósfera y desencadena todas las consecuencias que son perjudiciales para el ser humano.

2.1.2.1. Tecnologías para la captura de CO_2

El incremento de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) durante los últimos años ha generado que se investigue sobre tecnologías que puedan detener o mitigar a uno de los gases que más contribuye al calentamiento global es decir el CO_2. Una opción viable es

capturar y almacenar el CO_2 de una forma segura para evitar su liberación en la atmósfera, es por ello que se describirá a detalle las tres tecnologías de captura de CO_2 que actualmente se está utilizando en el mundo: la precombustión, la oxicombustión y la postcombustión.

A) La precombustión

La técnica de captura de CO_2 en precombustión consiste en eliminar el carbono del combustible antes de que este sea quemado (Hashmi et al., 2024). La captura mediante pre-combustión consiste en hacer reaccionar un combustible con oxígeno o aire y/o vapor para obtener esencialmente un 'gas de síntesis' o 'gas de combustible', el cual está compuesto principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno (Jansen et al., 2015).

- **Gas de Síntesis**

Según Acuña Ramirez (2021), el gas de síntesis, también conocido como *syngas*, se genera a través de la gasificación de diversas materias primas. Entre estas se incluyen el carbón vegetal, el gas natural, los hidrocarburos pesados derivados de refinerías de petróleo, así como residuos orgánicos y agrícolas. También se pueden utilizar desechos de madera y biomasa virgen para producir *syngas*. Este proceso es esencial en la industria química y energética, ya que el *syngas* es una mezcla de gases como el hidrógeno y el monóxido de carbono, que pueden ser utilizados como combustible o como materia prima en la producción de otros productos químicos (p. 22).

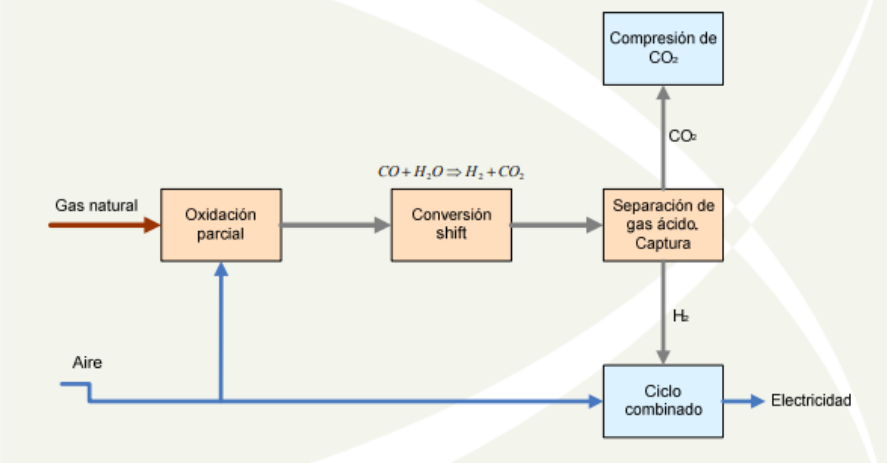
Según López Fuentes (2013), el gas de síntesis se somete a un proceso de filtrado y acondicionamiento para cumplir con los requisitos específicos de los sistemas que lo utilizarán posteriormente. Una vez generado a partir de combustible, el *syngas* es transferido a un reactor de conversión, donde el monóxido de carbono (CO) presente en la mezcla se transforma en dióxido de carbono (CO_2) y se genera más hidrógeno (H_2) a través de una reacción conocida como proceso *shift*. Después de esta conversión, la mezcla resultante puede ser separada en dos corrientes: una de gas de CO_2 y otra de hidrógeno. De este proceso se obtiene hidrógeno puro. Para este trabajo de investigación el producto más importante que se obtiene a partir de esta separación es el CO_2 por lo

cual permite su captura y almacenamiento, contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En la Figura N°1, se tiene un esquema de la operación de la tecnología de precombustión en una central de gas natural que como resultado final se obtiene dos corrientes: CO_2 e H_2 (López Fuentes, 2013).

Figura N°1

Proceso de captura de CO_2 en precombustión para centrales de gas natural.

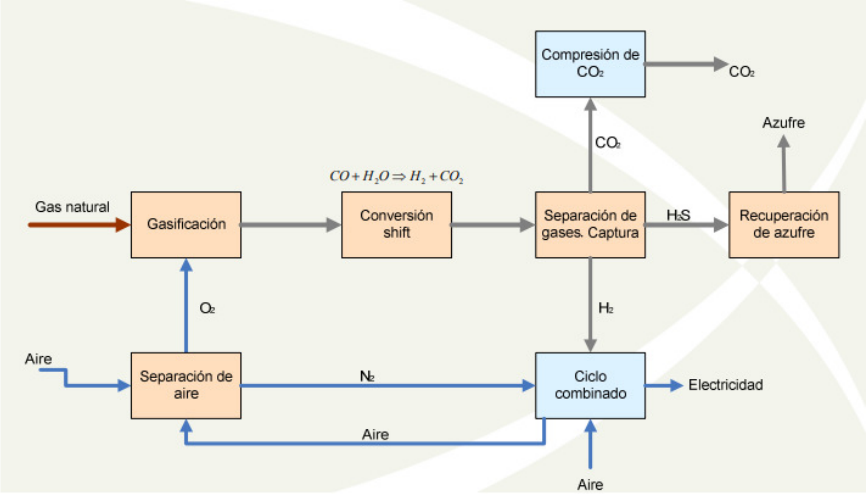


Fuente: (López Fuentes, 2013)

Según López Fuentes (2013), la Figura N°2 presenta un diagrama de un proceso de gasificación de carbón integrado en un ciclo combinado con captura de CO_2. En la imagen se puede ver que una unidad de separación de aire suministra el oxígeno requerido para la gasificación del carbón, además del nitrógeno que se incorpora al ciclo combinado. Existe una retroalimentación entre ambas etapas, donde el aire utilizado en el ciclo combinado se recircula de nuevo a la unidad de separación de aire. Seguidamente, se realizan las etapas de conversión *shift* y separación de gas ácido. De manera similar al sistema que ya se mencionó anteriormenete, se obtiene una corriente separada de CO_2 que se comprime, y otra de hidrógeno que se utiliza para alimentar el ciclo combinado. Este proceso es clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la eficiencia en la generación de energía.

Figura N°2

Proceso de precombustión para la captura de CO_2 en centrales térmicas de carbón.



Fuente: (López Fuentes, 2013)

B) La oxicombustión

El segundo método para capturar CO_2 es la oxicombustión, en el cual el combustible se quema en un ambiente con alta concentración de oxígeno en lugar de aire, que contiene nitrógeno. Este proceso genera un gas de escape compuesto por vapor de agua y CO_2 (Soundararajan & Gundersen, 2013).

Para lograr este proceso, es necesario contar con un sistema previo de separación de aire, conocido como Unidad de Separación de Aire (ASU, por sus siglas en inglés) (López Fuentes, 2013). Generalmente se utiliza una Unidad de Separación de Aire Criogénica (ASU) para la producción de oxígeno a gran escala (Soundararajan & Gundersen, 2013). La combustión se realiza utilizando oxígeno puro, con una pureza de hasta un 97% de pureza, aunque queda una pequeña cantidad de nitrógeno y argón (Kanniche et al., 2009).

En la Figura N°3 se muestra el proceso de captura de CO_2 por oxicombustión en el cual se visualiza a través del esquema el aire sufre un proceso de separación, en el cual se excluye al nitrógeno para obtener un alto porcentaje de oxígeno y que pueda ser utilizado en el procedimiento.

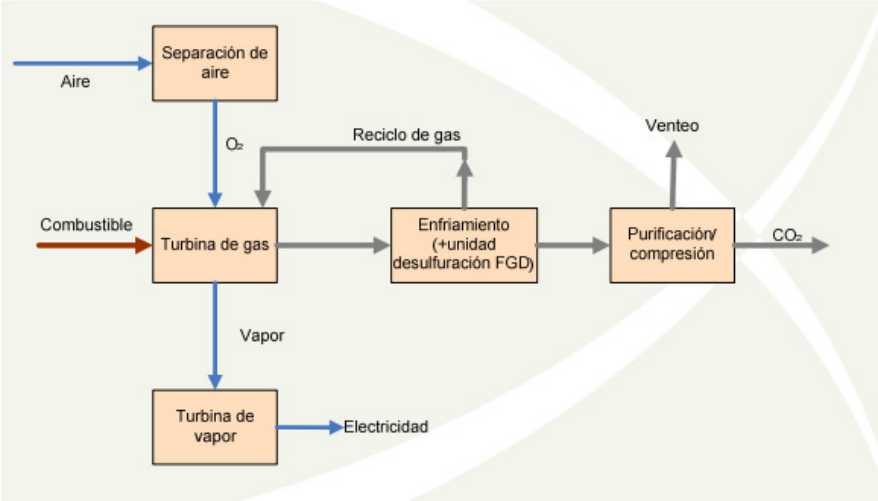
Durante el proceso de oxicombustión se producen principalmente gases de combustión que consisten en CO_2 y H_2O, los cuales pueden ser separados con facilidad. Esta técnica

permite una captura más eficiente del dióxido de carbono, facilitando su almacenamiento o reutilización, y contribuye a la reducción de emisiones contaminantes (López Fuentes, 2013).

Sin embargo, según (Gayan Sanz & Perez Vega, 2019), el sistema de separación de aire que se lleva a cabo en la ASU mediante un proceso criogénico es un proceso que tiene un costo muy alto. Por ello existe una opción más viable denominada "Combustión con transportadores sólidos de oxígeno o *Chemical Looping Combustion (CLC)*. Esta tecnología pertenece a la categoría de Oxicombustión, ya que se ha comprobado que genera una menor pérdida de eficiencia energética.

Figura N°3

Captura de CO_2 a través del proceso de oxicombustión



Fuente: (López Fuentes, 2013)

Combustión con transportadores sólidos de oxígeno o *Chemical Looping Combustion* (CLC)

- **Chemical looping**

El proceso de bucle químico, conocido como *Chemical Looping*, se fundamenta en el uso de intermediarios químicos que reaccionan y se regeneran de manera continua, permitiendo la producción de energía o sustancias químicas específicas (Chiu & Ku, 2012).

- **Chemical Looping Combustion**

La tecnología de combustión en bucle químico podría ser una solución eficaz y económica para reducir las concentraciones de CO_2 en la atmósfera, ayudando a cumplir el objetivo de limitar el aumento de la temperatura a 1.5/2 °C y mitigar el cambio climático (Flei, Priscak, Hammerschmid, et al., 2024). Según el acuerdo de Paris uno de los objetivos establecidos tiene como meta principal limitar el aumento de la temperatura por debajo de 2°C , preferiblemente a 1.5 °C en comparación con los niveles preindustriales (United Nations Climate Change, 2024).

Según López Fuentes (2013), este método se basa en la recirculación de una fracción del CO_2 producido, reemplazando al nitrógeno del aire que normalmente participa en la combustión. Este ajuste es crucial para regular y reducir la temperatura durante el proceso de combustión, lo que a su vez facilita una captura más eficiente del CO_2 y contribuye a la optimización de la eficiencia del sistema. Además, al incrementar la concentración de CO_2 en los gases de salida, se simplifica la separación y almacenamiento del dióxido de carbono, mejorando la sostenibilidad del proceso.

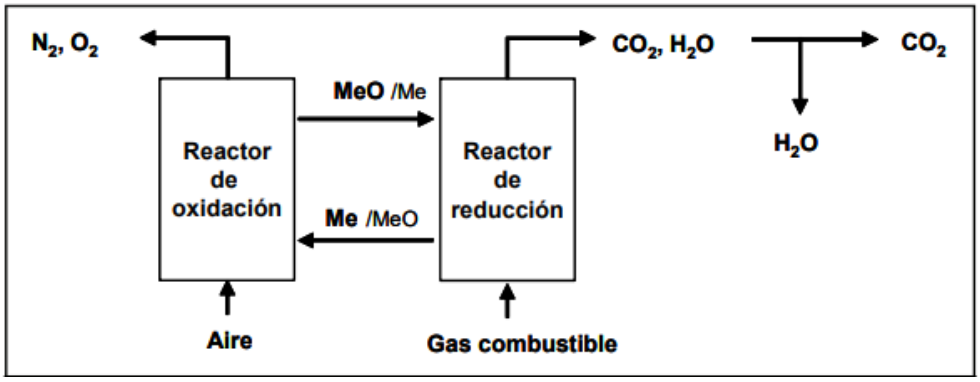
Según Gayan Sanz & Perez Vega (2019), esta tecnología se fundamenta en la transferencia de oxígeno del aire al combustible mediante un transportador sólido de oxígeno, que utiliza un óxido metálico como medio de transporte. Este transportador sólido circula entre dos reactores de lecho fluidizado conectados: el reactor de reducción y el reactor de oxidación. El diseño del proceso asegura que el combustible nunca entre en contacto directo con el aire durante la combustión. Al mantener separados el aire y el combustible, esta técnica no solo mejora la eficiencia del proceso de combustión, sino que también facilita la captura y manejo del CO_2 generado, contribuyendo a una mayor sostenibilidad y reducción de emisiones.

En la Figura N°4 se muestra el proceso de combustión de transportadores sólidos de oxígeno, en el que se puede visualizar que el CLC consta de 2 reactores: un reactor de combustible (FR) y un reactor de aire (AR) con el portador de oxígeno transfiriendo oxígeno del aire al combustible (Li, et al.,2017).

Según Li et al. (2017), entre una de sus principales ventajas está la de tener la capacidad de separar de manera inherente tanto el CO_2 como el H_2O de la corriente de gas N_2, manteniendo una alta eficiencia en la generación de calor y energía.

Figura N°4

Diagrama de combustión utilizando transportadores sólidos de oxígeno



Fuente: (Garcia Labiano & De Diego, 2007)

C) Postcombustión

Wang et al. (2011) mencionan que la captura de CO_2 postcombustión se refiere al proceso de eliminar el CO_2 después de la combustión de combustibles fósiles. Es decir, el CO_2 se extrae de los gases de escape en plantas de energía u otras grandes fuentes de emisión.

Raganati et al.(2021) explican que la captura de CO_2 postcombustión es un método directo y representa el fundamento de la infraestructura actual para la captura y almacenamiento de carbono (CAC). Aún es la única técnica que permite obtener reducciones sustanciales de emisiones en instalaciones industriales y plantas de energía existentes de gran tamaño.

Raganati et al. (2021) destacan que en el sistema de captura postcombustión, el CO_2 se separa de los gases de escape generados durante la quema de combustibles. Esta característica permite que la tecnología se adapte fácilmente a instalaciones ya existentes, muchas de las cuales fueron construidas recientemente y podrían seguir operando durante varias décadas.

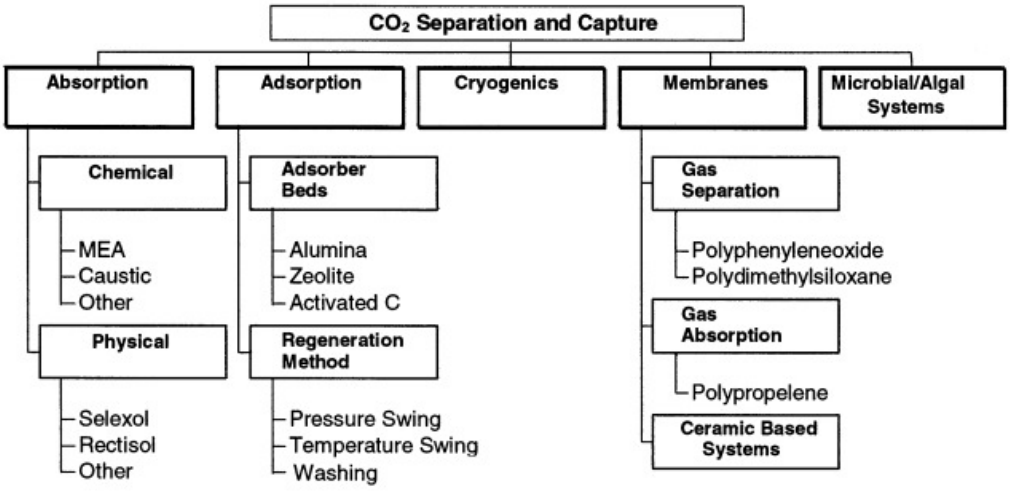
Una vez capturado el CO_2, se almacena mientras que los demás gases resultantes de la combustión se liberan a la atmósfera. Usualmente, se utiliza un absorbente químico para separar el CO_2. Actualmente, estos sistemas de captura se emplean en plantas de combustión de gas natural, petróleo y carbón destinadas a la generación de electricidad, aunque con un propósito diferente al de la captura y almacenamiento de carbono (López Fuentes, 2013).

Existen diversas tecnologías de separación que pueden utilizarse en la captura postcombustión. Estas son:

a. Adsorción
b. Absorción física
c. Absorción química
d. Separación criogénica
e. Membranas.

Figura N°5

Opciones tecnológicas para la separación y captura de CO_2.



Fuente: (Rao & Rubin, 2002)

López Fuentes (2013) destaca que se dispone de diversos procesos para aplicar la captura de postcombustión como se puede visualizar en la Figura N°5. No obstante, al considerar

el aspecto económico, los sistemas de captura mediante absorción con absorbentes químicos se destacan como la opción más adecuada para la tecnología de postcombustión. La absorción química proporciona un alto rendimiento y precisión, además de un menor consumo energético en comparación con otras tecnologías de captura. Por esta razón, este estudio se enfocará en analizar esta técnica.

- **Absorción**

La absorción química implica que el CO_2 reacciona con un solvente químico, formandoun compuesto intermedio débilmente ligado. Este compuesto puede descomponerse aplicando calor, recuperando el solvente original y generando una corriente de CO_2 (Wang et al.,2011). Este método tiene una alta selectividad y puede producir una corriente de CO_2 relativamente pura. Por estas razones, la absorción química es apropiada para capturar CO_2 en gases de escape industriales (Wang et al., 2011).

El principio de absorción se aplica en los procesos de purificación de gases.

a) **Absorción con reacción reversible:** En este método de absorción la reacción química se produce entre el componente gaseoso que se quiere absorber y un componente de la fase líquida (solvente) (López Fuentes, 2013).

López Fuentes (2013) señala que en los procedimientos de captura de CO_2 por postcombustión, la absorción se basa en la capacidad reversible de una disolución acuosa alcalina, usualmente una amina, para absorber un gas. Una vez que los gases de combustión son enfriados, se ponen en contacto con el solvente (solución pobre), y para compensar la pérdida de presión durante la absorción, se requiere un sistema de impulsión del gas. Durante esta fase, que se realiza a temperaturas entre 40 y 60°C, el CO_2 es absorbido por el solvente. Al finalizar el proceso, el gas se somete a un lavado con agua para eliminar cualquier residuo de gotas o vapores de absorbente que puedan haber sido arrastrados.

La solución enriquecida con CO_2 es bombeada hacia la columna de regeneración mediante una bomba específica, donde se realiza un intercambio térmico utilizando el calor residual de la solución empobrecida que sale del stripper. En la columna de

regeneración, la temperatura varía entre 100 y 140°C, manteniéndose cerca de la presión atmosférica. El reboiler proporciona el calor necesario para la desorción, aunque este suministro de energía representa una penalización desde el punto de vista energético. El vapor generado se recupera y retorna a la torre de regeneración, mientras que el CO_2 es liberado del stripper. El solvente regenerado, con una baja concentración de CO_2, es nuevamente bombeado a la torre de absorción. Antes de ingresar a la torre, pasa a través de un intercambiador para ajustar su temperatura acorde a las condiciones del proceso de absorción. Otros equipos adicionales se encargan de mantener el solvente en óptimas condiciones, ya que este sufre degradación debido a la presencia de partículas corrosivas y otras impurezas. Un filtro y un lecho de carbón activo ayudan a controlar esta degradación y la corrosión (López Fuentes, 2013).

De acuerdo con López Fuentes (2013), en el proceso de absorción se deben considerar los siguientes aspectos:

- Flujo de gas de combustión: El caudal de los gases de combustión a tratar determinará el tamaño de los equipos y representa una parte significativa del costo total.

- Contenido de CO_2 en los gases de combustión: Dado que los gases de combustión suelen estar a presión atmosférica, la presión parcial del CO_2 varía entre 3 y 15 kPa. En estas condiciones, la solución más adecuada es una disolución acuosa de aminas para la absorción.

- Eliminación de CO_2: La recuperación de CO_2 mediante este sistema puede oscilar entre el 80 % y el 95 %. Es crucial seleccionar el nivel óptimo de recuperación, ya que una tasa más alta incrementa tanto los costos de inversión en la columna como el consumo de energía.

- Caudal de disolvente: El caudal de disolvente influye en el tamaño de los equipos, incluido el absorbedor. Para cada disolvente específico, el caudal se ajustará según la cantidad de CO_2 que se necesita eliminar.

- Requerimientos de energía: La mayor parte de la energía consumida proviene de la regeneración del disolvente, así como de las bombas y soplantes. Además, la compresión del CO_2 para su transporte y almacenamiento requiere una cantidad considerable de energía.

- Refrigeración: Es necesaria para mantener los gases de combustión y el disolvente dentro de los rangos de temperatura adecuados. Asimismo, se requiere refrigeración en el gas de cabeza del stripper para recuperar el vapor durante la extracción.

Según López Fuentes (2013), el equipo de contacto tiene como objetivo principal generar una alta interfase entre líquido y gas para optimizar la transferencia de materia. Estos equipos se clasifican en función de los mecanismos utilizados:

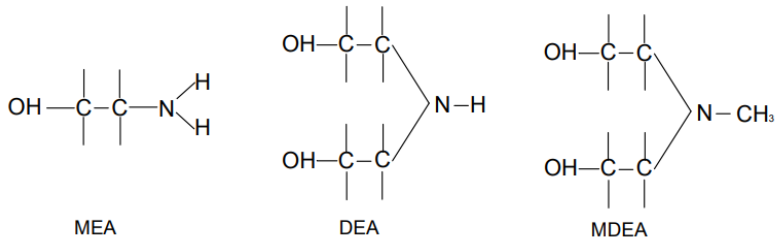
- Torres de platos: Dividen el gas en pequeñas burbujas que atraviesan una fase líquida.
- Columnas de relleno: Facilitan la difusión del líquido en finas películas a lo largo de un flujo gaseoso.
- Cámaras de aspersión: Atomizan el líquido en pequeñas gotas que se dispersan en la fase gaseosa.

- **Alcanoaminas para la captura de CO_2**

De acuerdo con López Fuentes (2013), las aminas más comúnmente utilizadas para la purificación de gases en la captura de CO_2 son la monoetanolamina (MEA), la dietanolamina (DEA) y la metildietanolamina (MDEA). El CO_2 reacciona con el sistema agua-amina para formar carbamato o bicarbonato. La reacción dominante en el proceso de absorción es la formación de carbamato, que se produce principalmente con aminas primarias (RNH_2) o secundarias ($R_1R_2NH_2$).

Figura N°6

Estructura molecular de metildietanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y Metildietanolamina (MDEA).



Nota: Estructura química de las aminas más utilizadas en absorción química de CO_2.

Fuente: (López Fuentes, 2013)

Estos compuestos poseen al menos un grupo amino, que es esencial para su funcionalidad. El grupo hidroxilo contribuye a disminuir la presión de vapor y mejora la solubilidad en agua, mientras que el grupo amino aporta alcalinidad a las soluciones, lo cual es fundamental para la absorción de gases ácidos. A continuación, se describen las principales reacciones químicas que ocurren cuando el CO_2 interactúa con una disolución de aminas (López Fuentes, 2013).

Reacción de ionización del agua:

$$H_2O \rightarrow H^+ + OH^-$$

Disolución de CO_2 en agua:

$$CO_2 + H_2O \rightarrow HCO_3^- + H^+$$

Protonación de la amina:

$$RNH_2 + H^+ \rightarrow RNH_3^+$$

Formación de carbamato:

$$RNH_2 + CO_2 \rightarrow RNHCOO^- + H^+$$

El solvente que frecuentemente se ha empleado para este fin es la monoetanolamina (MEA) (Wang et al., 2011).

- **Monoetanolamina (MEA)**

Según Química Industrial (2024), la monoetanolamina (MEA), también conocida como 2-aminoetanol, está compuesta principalmente por etanolamina, un alcohol primario con propiedades básicas. Esta composición la clasifica como un aminoalcohol. La presencia del grupo amino (NH_2) en la MEA le permite reaccionar con ácidos para formar sales de amonio cuaternario, lo que la convierte en un agente eficaz para la neutralización y la emulsificación.

Entre sus propiedades están:

- Propiedades básicas: La MEA tiene la capacidad de neutralizar ácidos y formar sales de amonio cuaternario.
- Solubilidad: La MEA es muy soluble en agua.
- Absorción de gases: a MEA es eficaz en la absorción de gases ácidos como el dióxido de carbono (CO_2) y el ácido sulfhídrico (H_2S). Esta característica se emplea en la captura de CO_2 en la industria del gas y la energía, así como en la eliminación de H_2S en la industria petroquímica (Química Industrial, 2024).

Tabla N°1

Cuadro comparativo de ventajas y desventajas de las 3 tecnologías de captura de CO_2: Precombustión, Oxicombustión (Chemical looping) y Postcombustión.

	Ventajas	Desventajas
Precombustión	- Aplicable principalmente para las centrales térmicas de carbón. - Se produce gas de síntesis concentrado en CO_2.	- Aplicable a nuevas plantas, ya que son pocas las plantas de gasificación que actúan actualmente. - La inversión de capital es alta. - Costo de equipos es alto.
Oxicombustión (Chemical looping)	- Muy alta concentración de CO_2 en los gases de combustión. - Alta eficiencia.	- El proceso criogénico del CO_2 tiene alto costo de energía.
Postcombustión	- Tiene diversas tecnologías de captura de CO_2 por postcombustión: absorción, adsorción. - La tecnología de absorción ya ha sido comercializada.	- La captura de CO_2 por postcombustión suele ser costosa.

Fuente: Saldívar Esparza et al. (2017).

Si relacionamos los resultados de la Tabla N°1 con la adecuación en una refinería, podría analizarse de la siguiente manera:

- Precombustión

La precombustión es especialmente adecuada para nuevas plantas térmicas de carbón y produce gas de síntesis con alta concentración de CO_2, lo que facilita la captura del gas. Sin embargo, su aplicación está limitada a nuevas instalaciones debido a la escasez de plantas de gasificación actuales. Además, presenta una alta inversión de capital y costos elevados en equipos, lo que puede ser una barrera significativa para su implementación.

- Oxicombustión (*Chemical Looping*)

La oxicombustión ofrece una alta concentración de CO_2 en los gases de combustión, lo que facilita la captura del gas, y posee una alta eficiencia en el proceso. Pero un punto negativo es que el proceso criogénico requerido para la separación del CO_2 conlleva un alto costo energético, lo que puede incrementar los costos operativos y reducir la viabilidad económica.

- Postcombustión

La postcombustión dispone de diversas tecnologías para la captura de CO_2, como absorción y adsorción, con la tecnología de absorción ya disponible en el mercado. Esto ofrece flexibilidad y opciones comerciales probadas.

La postcombustión es particularmente aplicable a refinerías existentes debido a su capacidad para integrarse en procesos ya operativos sin necesidad de una modificación fundamental de la infraestructura. Las tecnologías de absorción son adecuadas para diversas corrientes de gases en refinerías. Sin embargo, a pesar de la disponibilidad de tecnologías, la captura de CO_2 por postcombustión suele ser costosa, lo que puede limitar su aplicabilidad en comparación con otras tecnologías de captura

2.1.2.1.Tecnologías para el transporte de CO_2

Una vez que el CO_2 ha sido captado, la siguiente fase es su transporte hasta un lugar de almacenamiento. El transporte de CO_2 es una de las etapas incluidas en la tecnología de captura y almacenamiento de CO_2; por lo tanto, es fundamental analizar las opciones más viables para su correcta elección. Así, será posible elegir la alternativa más apropiada, tomando en cuenta aspectos como la protección, el bienestar, los efectos sobre el entorno y los costos involucrados.

Metz et al. (2005) detallan los tipos de transporte de CO_2, que varían según el lugar de almacenamiento. En el caso del almacenamiento geológico, el CO_2 se transporta mediante ductos o camiones especialmente diseñados para este propósito. En cambio, si el almacenamiento es oceánico, se utilizan ductos o buques para el transporte.

A) Transporte de CO_2 vía terrestre

- **Transporte por gasoductos**

Metz et al. (2005) señalan que el transporte de CO_2 se realiza principalmente a través de gasoductos. Habitualmente, el CO_2 se comprime a presiones superiores a 8 MPa para evitar el flujo de dos fases, lo que reduce los costos de transporte. También puede ser transportado en estado líquido mediante camiones cisterna o en buques, bajo condiciones isotérmicas, manteniéndolo a una temperatura por debajo de la ambiental y a una presión reducida.

Como antecedente, el primer gasoducto de CO_2 en la historia funcionó en 1970 en Estados Unidos y tiene una longitud de más de 2,500 km (Metz et al., 2005).

- **Transporte en camiones cisterna**

El uso de camiones cisterna es una opción técnicamente viable, ya que transportan CO_2 a una temperatura de -20°C y a una presión de 2 MPa. Sin embargo, desde una perspectiva económica, no es tan rentable. El transporte por gasoductos y buques resulta ser menos costoso (Metz et al., 2005).

B) Transporte de CO_2 vía marítima

- **Transporte de CO_2 por buques**

Metz et al. (2005) detallan que, según el destino del CO_2, el uso de barcos puede ser más económico si se necesita transportar el CO_2 a larga distancia. El gas licuado de petróleo (GLP), compuesto de propano y butano, se transporta generalmente en buques cisterna. De manera similar, el CO_2 también podría ser transportado de la misma manera en casos de gran escala.

Evaluación enfocada en el impacto ambiental, la seguridad y el bienestar

Actualmente existen normas para el transporte de Gas natural por gasoductos, en este caso también se debería proponer normas para el transporte de CO_2. Es importante tener en cuenta la geografía por la que el diseño varía de acuerdo a las zonas por donde el gasoducto atraviesa, es decir si pasan por zonas habitadas es necesario que los detalles en el diseño incluyan parámetros que eviten la fuga de CO_2.

2.1.2.2.Tecnologías para el almacenamiento de CO_2

El almacenamiento de CO_2 implica el depósito de CO_2 en algún lugar determinado durante muchos años. El objetivo principal es garantizar que el CO_2 no sea emitido a la atmósfera y permanezca aislado y almacenado en algún lugar. De esta manera, se busca reducir el calentamiento global (Cortes Pizarro, 2013).

Una vez que el CO_2 ha sido transportado desde su lugar de origen, debe ser depositado en un sitio específico para su almacenamiento. En este trabajo de investigación, se considerarán dos opciones principales de almacenamiento: almacenamiento geológico y almacenamiento oceánico. Se proporcionará una descripción detallada de cada una de estas opciones.

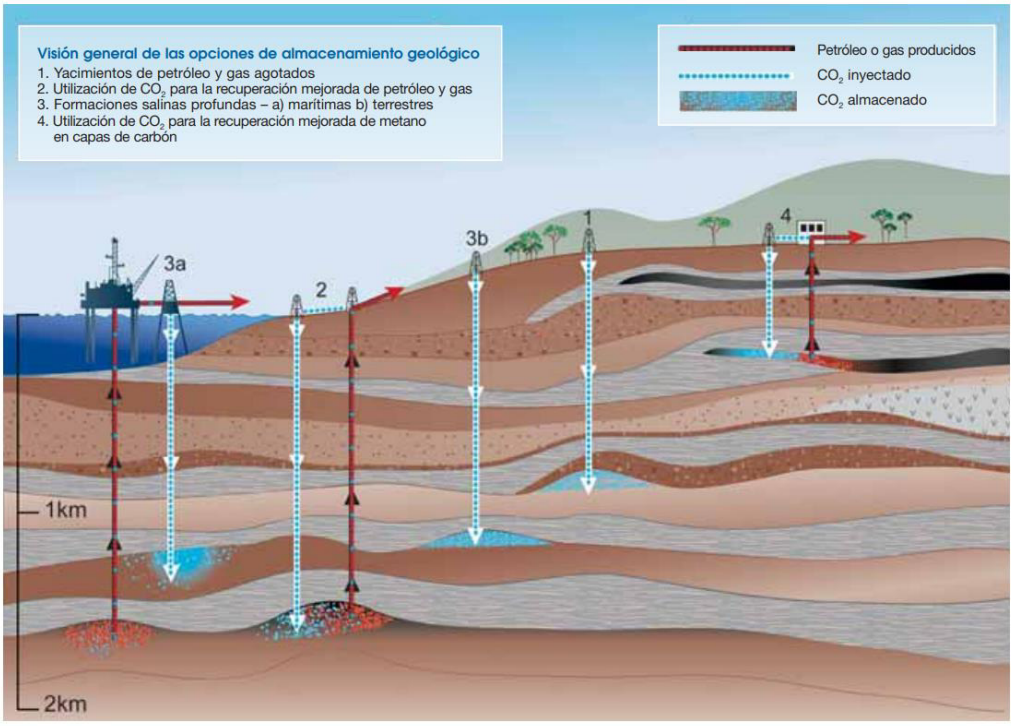
Tras el transporte del CO_2 desde la Nueva Refinería Talara, el siguiente paso consiste en seleccionar un sitio apropiado para su almacenamiento. En esta investigación se analizarán dos opciones principales de almacenamiento: en formaciones geológicas y en el océano, las cuales serán descritas en detalle en la siguiente sección.

En la Figura N°7 se muestran las cuatro opciones de almacenamiento geológico: Yacimiento de petróleo y gas que ya no están en uso, utilización de CO_2 para la

recuperación mejorada de petróleo y gas, formaciones salinas profundas y utilización de CO_2 para la recuperación mejorada de metano en capas de carbón.

Figura N°7

Ilustración de opciones de almacenamiento geológico



Fuente: (Cortes Pizarro, 2013)

A) Almacenamiento Geológico

Las tecnologías desarrolladas por la industria petrolera y del gas se aplican al almacenamiento de CO_2 en formaciones geológicas, tanto submarinas como terrestres, y han demostrado ser una opción económicamente factible (Cortes Pizarro, 2013).

Al inyectar CO_2 en yacimientos petrolíferos o en formaciones salinas a profundidades mayores de 800 m[9], se puede prevenir su migración hacia la superficie. Generalmente una forma de retención física es la presencia de roca cubierta. Existen 2 formas para almacenar CO_2 en el océano (Cortes Pizarro, 2013).

La inyección y disolución directa de CO_2 en la columna de agua se realiza a más de 1000 m de profundidad mediante un gasoducto fijo. Alternativamente, el CO_2 puede ser

depositado mediante un gasoducto fijo o una plataforma marítima en el fondo del océano a más de 3000 m de profundidad, donde el CO_2, debido a su mayor densidad en comparación con el agua, formaría un "lago" que retrasaría su disolución (Metz et al., 2005).

- **Evaluación de ubicaciones para el almacenamiento geológico**

Metz et al. (2005) indican que este proceso guarda similitudes con los procedimientos aplicados en la industria petrolera para la ejecución de proyectos. El modelo de almacenamiento de CO_2 debe seguir las etapas establecidas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, que incluyen tres fases: exploración, evaluación del sitio y ejecución.

- **Candidatos para el almacenamiento de CO_2 en cuencas sedimentarias del Perú**

Paredes-Ángeles (2020) menciona que el Perú posee 18 cuencas sedimentarias con potencial para la exploración de hidrocarburos. Estas cuencas requieren evaluaciones y estudios específicos para determinar su viabilidad como depósitos de CO_2. Ocho de estas cuencas se localizan parcial o completamente en zonas marítimas *(offshore)*: Tumbes, Progreso, Talara, Sechura, Salaverry, Trujillo, Lima, Pisco y Mollendo. Las diez restantes están ubicadas en la parte continental: Bagua, Ene, Huallaga, Lancones, Madre de Dios, Marañón, Moquegua, Santiago, Titicaca y Ucayali.

En la Figura N°8 se presenta un mapa con las 18 cuencas sedimentarias del Perú, las cuales poseen potencial para la explotación de petróleo y gas. Tal como se mencionó previamente, estas cuencas deberían ser evaluadas para determinar su viabilidad como sitios de almacenamiento de CO_2.

Figura N°8

Principales cuencas sedimentarias del Perú para la exploración de hidrocarburos



Fuente: (Perú Petro, 2024)

B) Almacenamiento oceánico

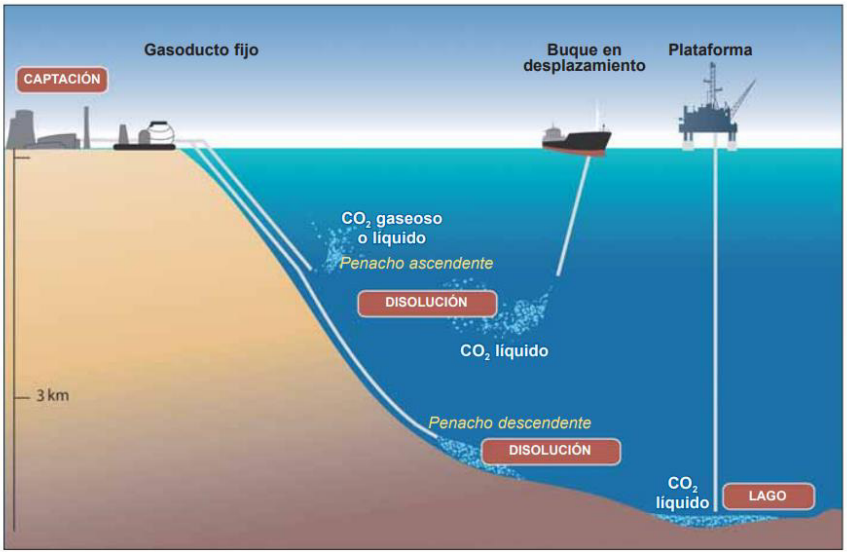
Una alternativa para el almacenamiento de CO_2 consiste en inyectar el gas directamente en los fondos oceánicos a profundidades superiores a 1000 metros, lo que permitiría que el CO_2 permaneciera separado de la atmósfera durante varios siglos. Este procedimiento se puede llevar a cabo mediante el transporte del CO_2 a través de gasoductos o buques hacia un sitio de almacenamiento en el océano, donde se introduce en la columna de agua o en el lecho marino (Metz et al., 2005).

Con el tiempo, el CO_2 disuelto y disperso se integraría al ciclo global del carbono. Aunque el almacenamiento oceánico aún se encuentra en desarrollo y es una opción viable, existe

una opinión pública desfavorable debido al posible impacto biológico negativo (Carlotto Cano, 2019).

Figura N°9

Ilustración de almacenamiento oceánico



Fuente (Cortes Pizarro, 2013)

2.1.3. La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú

En los últimos años, la industria del petróleo y el gas en Europa ha adoptado cada vez más la tecnología de captura de carbono, con el fin de disminuir las emisiones de CO_2 de los procesos industriales en plantas de energía y refinerías, y almacenarlas en lugares aislados. Este proceso contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero. Sin embargo, aunque en las últimas dos décadas el Perú ha experimentado cambios importantes en la industria de hidrocarburos, no se ha logrado un avance significativo en el control de las emisiones de CO_2.

Los hidrocarburos líquidos incluyen tanto el petróleo y sus derivados como los líquidos de gas natural. Estos se agrupan en los segmentos de upstream y downstream (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería , 2015).

Tanto el petróleo como el gas natural (GN) están compuestos por hidrocarburos, que son combinaciones de carbono e hidrógeno. El petróleo se encuentra en estado líquido, mientras que el gas natural está en estado gaseoso. Estos recursos se forman en depósitos subterráneos de roca sedimentaria y, antes de ser comercializados, deben pasar por un proceso de refinamiento debido a la presencia de otros elementos (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería , 2015).

La cadena de valor de los hidrocarburos líquidos tiene las siguientes etapas:

a) Exploración y explotación

La exploración busca descubrir nuevas reservas con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos líquidos. En la fase de explotación, se inician las operaciones orientadas a la obtención de estos hidrocarburos (Secretaría de Energía, 2015).

b) Transporte

De acuerdo con el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2015), una vez extraído del pozo, el hidrocarburo es trasladado mediante equipos especializados a una batería de producción o a una planta de separación. En estas instalaciones, se separa de otros componentes presentes en el yacimiento, como gas natural, agua, lodo en el caso del petróleo, o gas natural seco y líquidos de gas natural en el caso del gas natural. Posteriormente, el hidrocarburo es enviado a través de un ducto, gasoducto, o transferido a camiones cisterna, trenes, barcazas o buques tanque para su transporte a refinerías, plantas de fraccionamiento o puertos para exportación.

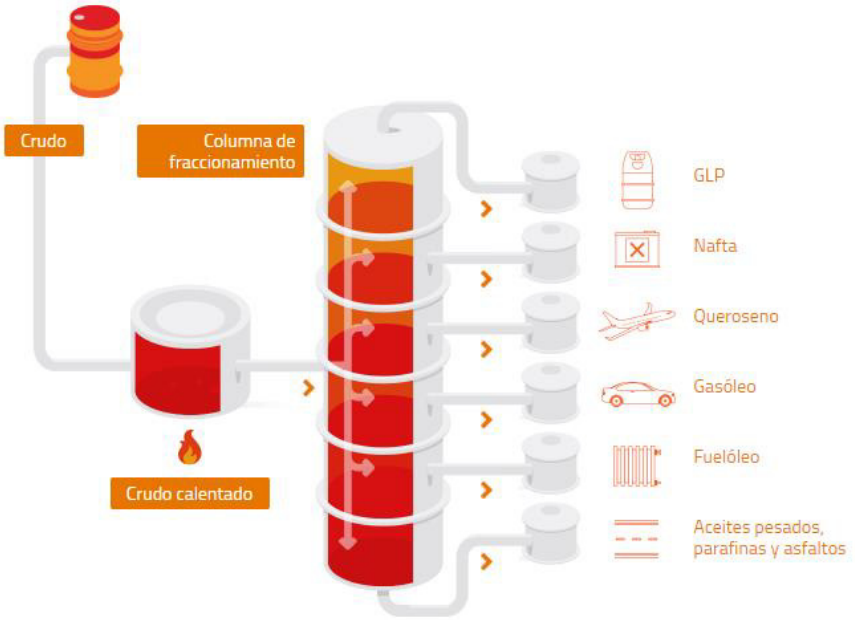
c) Refinación o procesamiento

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2015) destaca que este proceso es la actividad central en la industria, en la cual se refinan o procesan los hidrocarburos (petróleo o líquidos de gas natural) para obtener productos de alto valor comercial como gasolinas, diésel y gas licuado de petróleo (GLP), entre otros. La refinación del petróleo implica la separación, mediante calor, de los distintos hidrocarburos, que luego se combinan con otros componentes para cumplir con las especificaciones técnicas requeridas en el país para su comercialización.

Según Useche Castelblanco (2018) los procesos de destilación se enfocan en calentar el crudo mediante hornos quemadores, y posteriormente en su entrada a columnas de destilación atmosféricas inicialmente. En estas torres, se lleva a cabo la destilación de los subproductos presentes en el crudo aprovechando los diferentes puntos de ebullición. Así, los gases ligeros ascienden hacia la parte superior de la columna, mientras que los residuos pesados se depositan en el fondo. Como se ilustra en la Figura N°10, después de que el crudo se calienta en el horno, se dirige a la columna de fraccionamiento, que también emplea un horno para este proceso.

Figura N°10

Proceso de Refinación del petróleo



Fuente: (Grupo Repsol del Perú S.A.C., 2024)

Uso de Hornos para el Calentamiento del Crudo en los Procesos de Refinación del Petróleo

Según (Territorios semiáridos del caribe, 2019) una significativa cantidad de gases producidos por diferentes técnicas industriales incluye dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx) y compuestos orgánicos volátiles (VOCs), entre otros son los que están causando el calentamiento global. La mayoría de

estos gases se emiten durante la combustión, que es el método más común para su liberación. La combustión es preferida en la industria por su alta densidad energética y bajo costo, y en algunos casos, es la única alternativa debido a las elevadas temperaturas necesarias para ciertos procesos. La emisión de CO_2 resulta tanto de la naturaleza de los combustibles utilizados, ya sean fósiles o renovables, como de las reacciones que ocurren durante diversas operaciones industriales, tales como en la industria del cemento e hidrocarburos. Estas emisiones, sumadas a las generadas por la combustión, contribuyen significativamente a la contaminación. Por ello, los hornos se convierten en puntos críticos de emisión directa de CO_2 al ambiente.

d) Almacenamiento y despacho

En esta etapa, se utilizan terminales y plantas equipadas con sistemas de bombeo, tanques y ductos. Estas instalaciones suelen estar ubicadas cerca de refinerías, plantas de fraccionamiento o centros de alta demanda (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería , 2015).

e) Comercialización mayorista y minorista

Este proceso implica el transporte de combustibles desde la refinería o planta de fraccionamiento mediante camiones cisterna, buques tanque o ductos, hacia los terminales de almacenamiento mayorista. Desde allí, se distribuyen a los centros minoristas, como estaciones de servicio, grifos y gasocentros, para su venta al consumidor final (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería , 2015).

- **Petroperú**

Es la empresa estatal más relevante del Perú y opera bajo derecho privado, con la responsabilidad de transportar, refinar, distribuir y comercializar combustibles, así como otros productos derivados del petróleo (Petróleos del Perú S.A., 2024).

“Misión: Proveer energía de calidad de forma competitiva, confiable y sostenible, contribuyendo al desarrollo y a la seguridad energética del país” (Petróleos del Perú S.A., 2024).

“Visión: Ser la empresa líder de energía creando valor para el país, reconocida por su buen gobierno corporativo, calidad, eficiencia y responsabilidad socioambiental, comprometida con la transición energética global” (Petróleos del Perú S.A., 2024).

Petróleos del Perú (2009) describe las principales rutas del negocio de transporte de petróleo a través de los siguientes oleoductos.

- Transporte de petróleo
    1. Oleoducto Norperuano
    2. Oleoducto Ramal Norte
    3. Flota marítima y fluvial contratada

- Refinación de petróleo
    1. Refinería Talara
    2. Refinería Conchán
    3. Refinería Iquitos
    4. Refinería El Milagro
    5. Refinería Pucallpa (en alquiler)

2.1.4. Refinería Talara antes de la modernización

Historia

Petróleos del Perú S.A. (2024) menciona que, a principios del siglo XX, Talara, una provincia costera en la región de Piura, se estableció como el sitio de la primera refinería de petróleo de Perú. Los depósitos de hidrocarburos en el desierto y el mar de Talara, denominados "copé" por los antiguos peruanos, fueron altamente apreciados por los conquistadores españoles. Esta riqueza de recursos naturales convirtió a Talara en uno de los principales centros de extracción de petróleo del país durante el siglo XX.

Petróleos del Perú S.A. (2024) señala que la Refinería Talara, reconocida por su relevancia en el país, funcionaba con un sistema de refinación de mediana conversión característico de los años 70. A pesar de su eficiencia operativa, se identificó la necesidad de aumentar su capacidad y complejidad para lograr una mayor rentabilidad y producir

combustibles más limpios, con un contenido reducido de azufre. En este marco, se dio inicio en 2014 al Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT), con el propósito de convertirla en una de las instalaciones más avanzadas a nivel mundial.

Según Petróleos del Perú S.A. (2024), el complejo de refinación modernizado de Petroperú incluye 16 unidades de proceso, cinco bloques de unidades auxiliares y servicios complementarios, dos muelles dedicados a la carga de líquidos, 125 tanques de almacenamiento y un laboratorio acreditado de última generación, cuyos resultados son reconocidos internacionalmente.

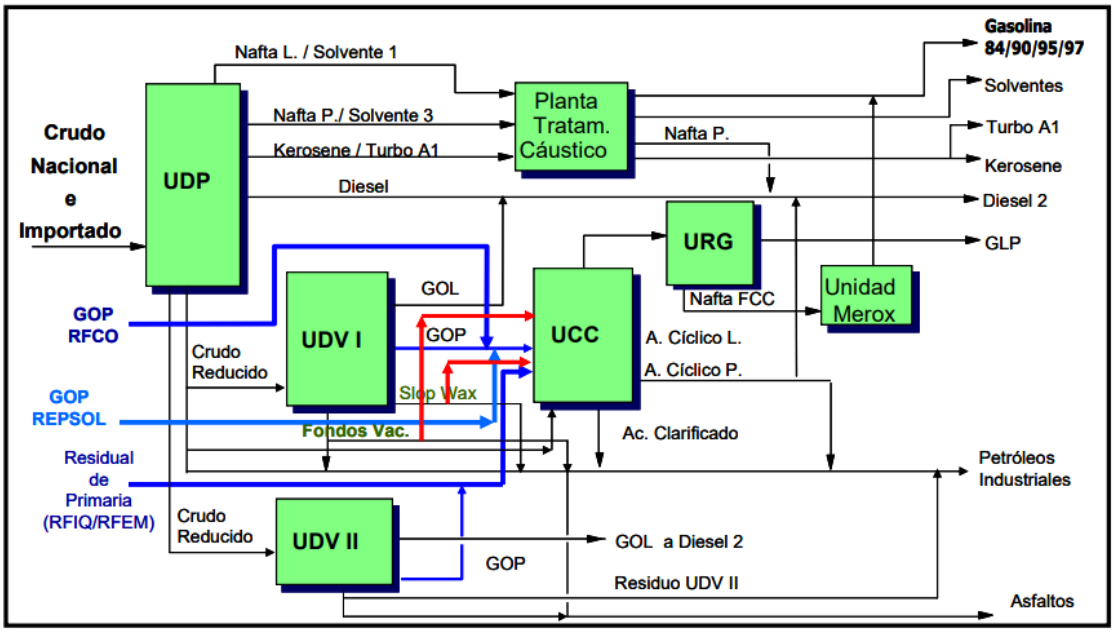
2.1.2.1.Operación de la refinería Talara

- **Descripción del proceso de Refinación**

La Refinería Talara, antes de su modernización, procesaba crudos provenientes del noroeste, la selva y de importación en su unidad de destilación primaria (UDP) de 65 MBPD, tal como se presenta en la Figura N°11. El crudo se precalentaba y luego se destilaba a alta temperatura y presión controlada, obteniéndose productos como nafta liviana, nafta pesada, kerosene, y diesel. Estos productos se trataban para eliminar impurezas antes de su almacenamiento. El crudo reducido pasaba a la unidad de destilación al vacío, donde se separaban otros productos como gasóleo liviano y pesado, que se destinaban a diferentes usos industriales. Además, la refinería contaba con una unidad de craqueo catalítico para obtener nafta de alto octanaje, GLP, y otros productos. Una planta adicional de destilación al vacío procesaba parte del crudo reducido para obtener gasóleos y residuos a diferentes temperaturas y presiones (Petróleos del Perú S.A., 2009).

Figura N°11

Diagrama de procesos de la Refinería Talara



Fuente: (Petróleos del Perú S.A., 2009)

- **Sistemas de generación de vapor**

El vapor de agua es uno de los principales energéticos empleados en la Refinería Talara, antes de su modernización, tanto para el calentamiento de procesos como para impulsar equipos rotativos críticos en las operaciones. Los sistemas de generación de vapor de la refinería estaban configurados en dos niveles de presión: alta y baja, operando a 600 psig y 150-10 psig, respectivamente. Para satisfacer las demandas de vapor en estas redes, la refinería contaba con varios calderos y calderetas (Petróleos del Perú S.A., 2009).

- Vapor de 150 psig:
  - Caldereta V-E 3A/B
  - Caldereta F-E 2A/B
  - Caldero Babcok and Wilcox 706

- Vapor de 600 psig:
  - Caldero CO
  - Caldero APIN

En la Refinería Talara, varios calderos emplean gas natural como combustible principal, destacándose por su papel crucial en la generación de vapor para diversas operaciones. Entre ellos, el caldero "CO" utiliza una mezcla de gas natural y "gas ácido" como combustible auxiliar, asegurando al menos un 10% de la energía necesaria para su funcionamiento. Además, el caldero Babcok and Wilcox 706, diseñado para producir vapor saturado a 150 psig, también opera con gas natural, al igual que las calderetas V-E3A/B y F-E2A/B. Estos equipos están alimentados con agua osmotizada y desaireada, y cuentan con economizadores que optimizan la eficiencia al precalentar el agua de alimentación utilizando calor residual. El uso de gas natural en estos calderos es fundamental para garantizar un suministro energético eficiente y seguro en la refinería (Petróleos del Perú S.A., 2009).

- **Sistema de gas combustible**

Antes de la modernización de la Refinería Talara, el sistema de combustible se componía de gas natural y gas ácido o gas seco. El gas natural, adquirido mediante un contrato "*Take or Pay*" con EEPSA y proveniente de los campos del Noroeste del Perú, se utilizaba como combustible en hornos y calderos. El gas ácido, caracterizado por su alto contenido de azufre y su naturaleza corrosiva, se producía en la Unidad de Recuperación de Gases del Complejo de Craqueo Catalítico (Petróleos del Perú S.A., 2009).

Control y registro de emisiones de la refinería Talara antes de su modernización

a) Gases de Chimeneas de hornos, calderos y *flare*

Antes de la modernización, la Refinería Talara implementaba varias medidas de impacto ambiental enfocadas en el control de emisiones para proteger la calidad del aire. Utilizaban gas natural y gases residuales de procesos como combustibles en sus hornos y calderos, incluidos los de las unidades de destilación primaria y al vacío, la planta de vacío II, y los calderos CO y APIN de 600 psig. El gas ácido, un subproducto del proceso de craqueo catalítico, se combinaba con gas natural para su uso en ciertos equipos cuando las condiciones lo requerían. Además, para manejar los gases residuales y en situaciones de emergencia, contaban con un sistema de quemado conocido como "*Flare*" (Petróleos del Perú S.A., 2009). Aunque estas medidas incluían un programa de monitoreo continuo

que mantenía las emisiones de SO_2, NOx y CO por debajo de los límites legales, las estrategias se limitaban principalmente al control y análisis de gases emitidos, sin la implementación de tecnologías avanzadas de captura de estos gases. Esto indica que, aunque había un esfuerzo significativo por minimizar el impacto ambiental, las medidas se centraban en la gestión y monitoreo de emisiones, más que en la captura y reducción efectiva de los contaminantes.

2.1.2.2. Sostenibilidad de la Refinería Talara antes de la modernización

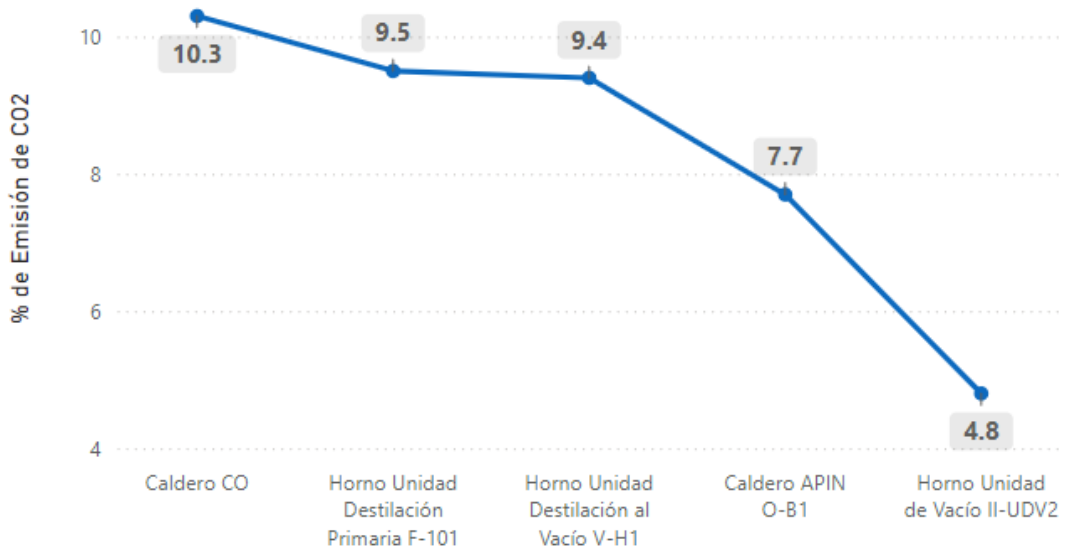
Emisiones

Antes de la modernización de la Refinería Talara, las emisiones más cuantiosas correspondían a los óxidos de azufre (SOx), los óxidos de nitrógeno (NOx) y el monóxido de carbono (CO), según mediciones efectuadas en 2008. Las mayores emisiones de SOx se detectaron en la Unidad de Destilación al Vacío 1 (3,220 ppm) y en el Caldero CO (1,233 ppm), mientras que los NOx y CO se registraron principalmente en los calderos CO y APIN. Sin embargo, además de estas emisiones de gases contaminantes, también existía un porcentaje de emisiones directas de CO_2 en diversas unidades de la refinería, como se observará en la Figura N°12 (Petróleos del Perú S.A., 2009).

La Figura N°12 refleja que, aunque los porcentajes de emisión de CO_2 de las cinco fuentes fijas en la Refinería Talara antes de la modernización parecen relativamente bajos (con un máximo del 10.3% en el Caldero CO y un mínimo del 4.8% en el Horno Unidad de Vacío II-UDV2), estas emisiones son liberadas directamente a la atmósfera (Petróleos del Perú S.A., 2009). Esto indica que, aunque los valores no son extremadamente altos, la ausencia de tecnologías avanzadas de captura y mitigación de CO_2 antes del proyecto de modernización significa que estas emisiones contribuyen al cambio climático.

Figura N°12

Resultados del valor promedio del % de emisión de CO_2 de 5 fuentes fijas de la refinería Talara antes de la modernización.

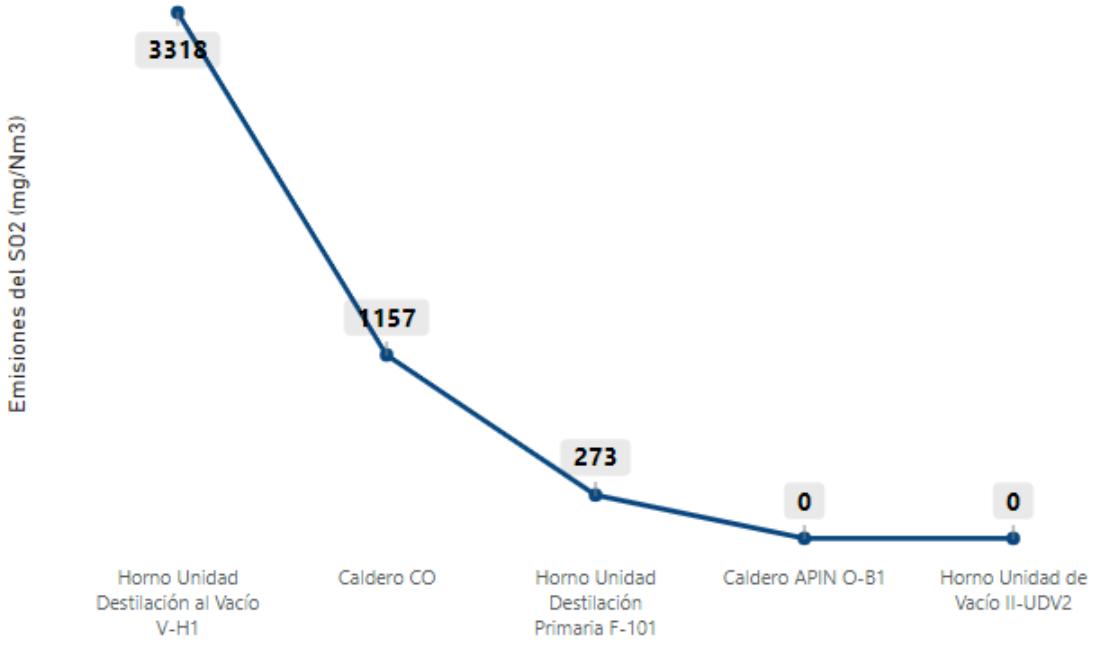


Fuente: Elaboración propia basada en (Petróleos del Perú S.A., 2009)

En la Figura N°13 muestra las emisiones de SO_2 (dióxido de azufre) de cinco unidades de la Refinería Talara antes de la modernización, expresadas en mg/Nm3. Las unidades como el Horno de Destilación al Vacío V-H1 y el Caldero CO presentan los niveles más altos de emisiones de SO_2, lo que sugiere un impacto significativo en la calidad del aire. Estas emisiones reflejan el uso de combustibles con alto contenido de azufre antes de la modernización de la refinería. En contraste, las unidades Caldero APIN O-B1 y el Horno Unidad de Vacío II no emiten SO_2.

Figura N°13

Resultados de las emisiones de SO_2 en las 5 fuentes fijas de la refinería Talara antes de la modernización.



Fuente: Elaboración propia basada en (Petróleos del Perú S.A., 2009)

Aunque las emisiones de SOx, NOx y CO eran las más significativas en términos de cantidad e impacto ambiental, el CO_2 un gas de efecto invernadero, también era liberado en cantidades considerables a través de diferentes fuentes, lo que contribuye al calentamiento global. Esto resalta la necesidad de no solo reducir las emisiones de gases tóxicos, sino también controlar y minimizar las emisiones de CO_2 para mejorar la sostenibilidad y reducir el impacto ambiental general de la refinería.

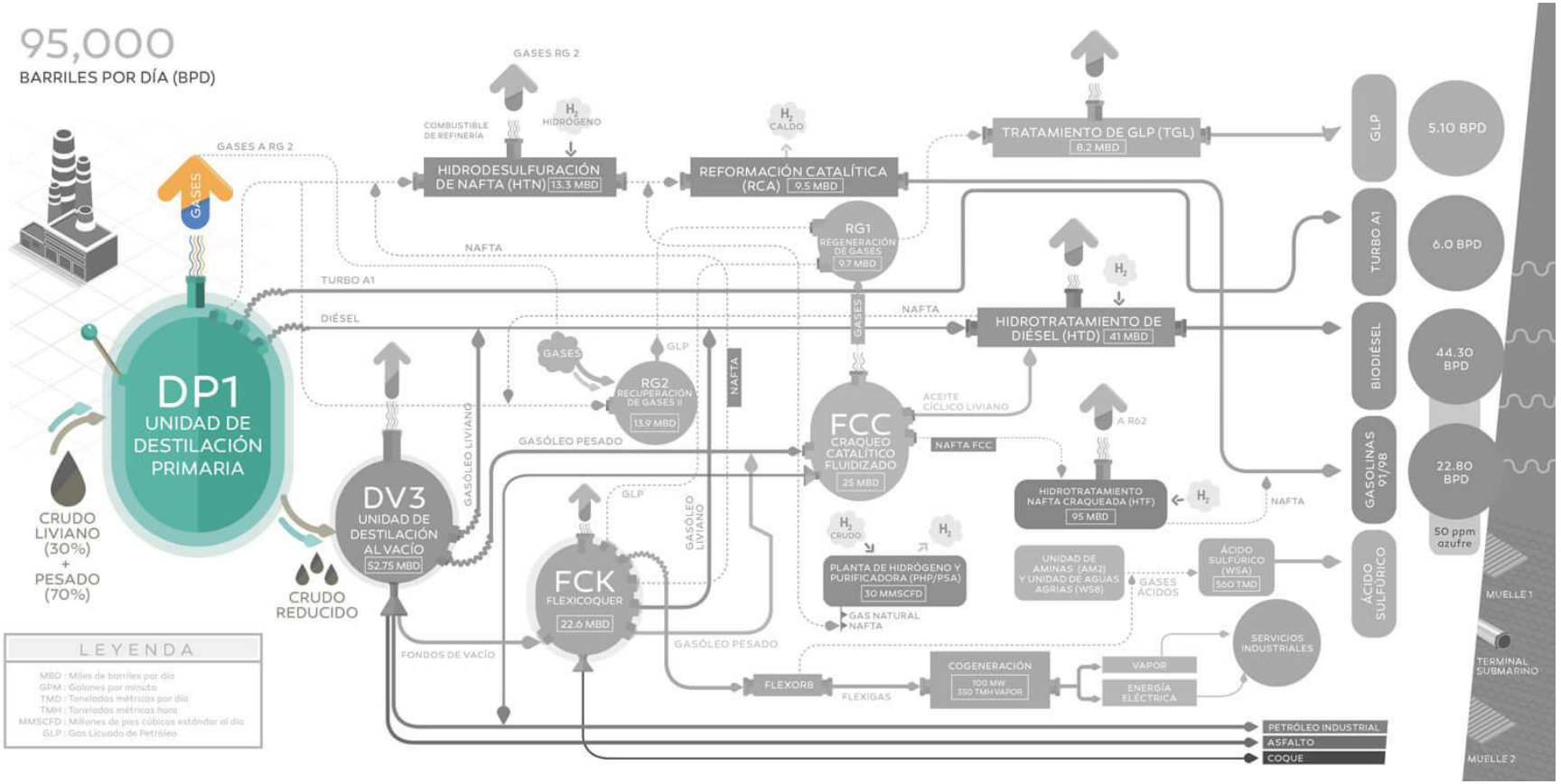
2.1.5. Proyecto de Modernización Refinería Talara (PMRT)

El Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT) implicó un desarrollo tecnológico que transformó completamente el esquema de producción tanto de la Refinería Talara como de Petroperú en su conjunto, mediante la implementación de nuevos procesos de refinación, servicios auxiliares y facilidades conexas (Petróleos del Perú S.A., 2024).

En la Figura N°14 se presenta el esquema de procesos de la Nueva Refinería Talara, que incluye las 16 unidades de proceso (Petróleos del Perú S.A., 2024).

Figura N°14

Esquema de procesos de la Nueva Refinería Talara.



Fuente: (Refineria Talara , 2024)

a) Sistema de Generación de vapor

En la modernización de la Refinería Talara, el sistema de generación de vapor se ha mejorado con un enfoque en reducir el impacto ambiental. Se introdujo un enfriador de catalizador que reemplaza al caldero CO, generando vapor con un combustible de bajo poder calorífico y bajo contenido de azufre, lo que elimina la necesidad de tratamiento para SOx. Además, la operación con gas de bajo BTU, que se quema a temperaturas más bajas, podría reducir la necesidad de quemadores especiales para NOx. El uso de gas natural para el arranque del caldero también contribuye a una combustión más limpia, mejorando la eficiencia y reduciendo las emisiones (Petróleos del Perú S.A., 2009). Por lo cual se deduce que en la modernización de la Refinería Talara se enfoca en la reducción de emisiones mediante el uso de combustibles de bajo contenido de azufre, la optimización de la combustión, pero no hace referencia a tecnologías específicas diseñadas para capturar o secuestrar los gases antes que sean liberados a la atmósfera.

b) Sistema *Flare*

Se mantendrá el sistema de antorcha (*flare*) existente, que quema continuamente 30,000 scfd de gas de venteo, sin superar su capacidad de diseño. Además, se instalará un nuevo sistema de *flare* para manejar el gas de venteo y aliviar la presión en las nuevas unidades. Este sistema incluirá una tubería con vapor para asegurar una operación sin humo y un flare multiboquillas dentro de un dique protector. Un aspecto clave es la minimización del gas quemado en el *flare*, lo que reducirá las emisiones y mejorará la calidad del aire, además de optimizar el consumo de gas natural y mejorar la eficiencia económica. Estas medidas están diseñadas para minimizar el impacto ambiental, en particular reduciendo las emisiones contaminantes (Petróleos del Perú S.A., 2009). Sin embargo, no se menciona ninguna tecnología específica de captura de gases en este contexto.

c) Planta de producción de hidrógeno

La planta de producción de hidrógeno es una de las nuevas unidades de proceso introducidas en la modernización de la Refinería Talara. Esta planta tiene la capacidad de producir hidrógeno, un insumo esencial para las plantas de hidrodesulfuración, mediante un proceso de reformado de gas natural con vapor a alta presión y temperatura. Sin embargo, este proceso genera gases residuales como dióxido de carbono (CO_2),

monóxido de carbono (CO), y metano (CH_4), que son liberados a la atmósfera después de la purificación del hidrógeno al 99.9%. Estos gases remanentes, especialmente el CO_2 y el CH_4, son gases de efecto invernadero, lo que implica un impacto ambiental significativo en términos de emisiones que contribuyen al cambio climático (Petróleos del Perú S.A., 2009). A pesar de que la planta es clave para mejorar la calidad de los combustibles producidos, el manejo de las emisiones generadas es un desafío ambiental que debe ser considerado.

d) Planta de ácido sulfúrico

La planta de ácido sulfúrico, parte de la modernización de la Refinería Talara, implementa importantes medidas de impacto ambiental al procesar gases ácidos que contienen H_2S, convirtiéndolos en ácido sulfúrico en lugar de liberar dióxido de azufre (SO_2) al ambiente. Esto reduce significativamente las emisiones de SO_2, un contaminante atmosférico, y permite la creación de subproductos comercializables, lo que convierte un residuo potencialmente dañino en un recurso útil. Además, la planta trata el amoníaco presente en los gases, transformándolo en nitrógeno, lo que contribuye a un manejo más eficiente y ambientalmente responsable de los subproductos de la refinería (Petróleos del Perú S.A., 2009).

e) Planta de tratamiento de GLP

La planta de tratamiento de GLP, como parte del proyecto de modernización de la Refinería Talara, es una nueva unidad diseñada para reducir el contenido de azufre en los cortes de GLP mediante la tecnología SULFREX. Este proceso convierte los mercaptanos en disulfuros, lo que minimiza las emisiones de compuestos sulfurosos, protege los catalizadores en procesos posteriores, y mejora la calidad del combustible, contribuyendo a un menor impacto ambiental en la operación de la refinería (Petróleos del Perú S.A., 2009).

f) Servicios auxiliares

- **Sistemas de generación de vapor**

El sistema de generación de vapor en la Refinería Talara modernizada incluye un deaereador para eliminar gases disueltos como O_2, CO_2 y NH_3 del agua de alimentación, lo que previene la corrosión de equipos y reduce las emisiones contaminantes. Además,

el sistema optimiza el uso de vapor al calentar el agua a la temperatura de saturación, lo que mejora la eficiencia energética y disminuye el consumo de combustible, reduciendo así las emisiones de CO_2. Estas medidas contribuyen a una operación más limpia y con menor impacto ambiental (Petróleos del Perú S.A., 2009).

- **Gas combustible**

En la modernización de la Refinería Talara, se planea reconfigurar el uso de combustibles para reducir costos y minimizar el impacto ambiental. En lugar de depender en gran medida de la compra de gas natural, se utilizará el gas de bajo poder calorífico producido en la unidad de Flexicoking y el gas generado en diversas unidades de proceso de la refinería. Esta estrategia optimiza el uso de los recursos disponibles internamente, lo que reduce la necesidad de adquirir gas natural externo. Aunque aún se requerirá una pequeña cantidad de gas natural, esta reconfiguración disminuye las emisiones asociadas con la quema de combustibles fósiles, contribuyendo a un menor impacto ambiental en las operaciones de la refinería (Petróleos del Perú S.A., 2009).

2.1.6. La Nueva Refinería Talara

La Nueva Refinería Talara se ha construido siguiendo los más altos estándares internacionales. Como se puede visualizar en la Figura N°14 dispone de 16 unidades de proceso, cinco conjuntos de unidades auxiliares y servicios complementarios, dos muelles para carga líquida y 21 nuevos tanques de almacenamiento, convirtiéndose en una de las refinerías de conversión profunda más modernas de América Latina (Petróleos del Perú S.A., 2024).

2.1.7.1.Predicción del impacto ambiental sobre la calidad del aire

El estudio de predicción del impacto sobre la calidad del aire en la Refinería Talara se centra en los contaminantes SO_2, PM10, CO y NO_2, analizando su dispersión atmosférica bajo escenarios actuales y proyectados tras la modernización. Los resultados muestran una reducción significativa de las concentraciones de estos contaminantes, especialmente el SO_2, debido al uso de combustibles con bajo contenido de azufre y la instalación de plantas de hidrotratamiento y de ácido sulfúrico. Aunque el enfoque está en estos

contaminantes, todas las concentraciones previstas se encuentran por debajo de los límites del ECA-Aire, lo que indica una mejora en la calidad del aire con la implementación del proyecto (Petróleos del Perú S.A., 2009).

Sin embargo, según el informe de Impacto Ambiental, no se han realizado estudios específicos sobre la reducción de CO_2, lo que deja de lado un aspecto clave en términos de gases de efecto invernadero y cambio climático.

2.1.7.2.Sostenibilidad de la Nueva Refinería Talara

El moderno y avanzado complejo de refinación de Petroperú incluye 16 unidades de proceso, cinco conjuntos de unidades auxiliares y servicios complementarios, dos muelles para carga líquida, 125 tanques de almacenamiento, y un laboratorio acreditado que brinda resultados con reconocimiento internacional (Petróleos del Perú S.A., 2024).

Petróleos del Perú S.A. (2024) está desarrollando su Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), el cual es su principal herramienta para calcular la huella de carbono. Para este inventario, se utilizó la metodología del IPCC de 2006, complementada con los reportes anuales sectoriales de emisiones de GEI (RAGEI, 2019) de la plataforma Infocarbono del Ministerio del Ambiente. Esto fue especialmente útil para cubrir fuentes de GEI no relacionadas directamente con la industria petrolera. Estas metodologías permiten convertir las emisiones de diferentes gases en una unidad estándar: tCO_2eq.

Petróleos del Perú S.A. (2024) señala que la medición y consolidación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en Petroperú se realiza bajo un enfoque de control operacional. Este enfoque incluye en el inventario todas las actividades e instalaciones en las que la empresa tiene autoridad plena para establecer y aplicar sus normativas operativas, ambientales, de seguridad industrial y de salud ocupacional. De esta manera, el informe cubre las emisiones de GEI provenientes de las refinerías de Talara, Conchán e Iquitos, el Lote I, el Oleoducto Norperuano y la sede principal, sumando un total de 170,211.66 tCO_2.

En la Tabla N°2 se presenta que, en el año 2022, la Refinería Talara reportó un total de 82,796.10 toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO_2eq) en emisiones. Este valor no solo refleja la cantidad de CO_2 emitida, sino que integra las emisiones de diversos

gases de efecto invernadero (GEI), expresadas en una unidad común que facilita la comparación de su impacto relativo sobre el calentamiento global. Estas emisiones, provenientes de las operaciones directas de la refinería, como la combustión de combustibles fósiles y otros procesos industriales, contribuyen al incremento de los GEI en la atmósfera, intensificando el cambio climático.

Tabla N°2

Tabla de emisiones de gases de GEI de la refinería Talara.

Dependencia	Emisión directa (tCO_2eq)
Refinería Talara	82,796.10

Fuente: Elaboración propia basado en (Gerencia Corporativa Desarrollo Sostenible de Petroperú, 2022).

La Tabla N°3 presenta la distribución de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por tipo de fuente. Según esta información, las emisiones directas, que comprenden tanto fuentes fijas como móviles, son las más significativas, representando el 63.33% del total de emisiones, tal como se indica en la columna de porcentaje. Además, se observa que la cantidad de dióxido de carbono (CO_2) emitida por estas fuentes asciende a 139,225.84 toneladas.

Tabla N°3

Tabla de emisiones directas

Emisiones	Operación	tCO_2	tCH_4	N_2O	tCO_2eq	%
Emisiones directas	Fuentes de combustión	139,225.84	2.97	0.40	139,424.40	63.33
	Fuentes de venteo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Elaboración propia basado en (Gerencia Corporativa Desarrollo Sostenible de Petroperú, 2022).

2.2. Antecedentes del estudio

A continuación, se señalarán algunos estudios vinculados con la captura y almacenamiento de CO_2, las investigaciones presentadas estarán ordenadas cronológicamente.

De acuerdo con López Fuentes (2013) en su titulado "Diseño y montaje de una instalación de laboratorio para la caracterización y desarrollo de absorbentes de CO_2, basados en aminas" investigación realizada en España, propone que las tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2 es aplicable cuando los focos de emisión de CO_2 son dantescos. En este sentido, las refinerías representan un entorno crucial para la aplicación de estas tecnologías. La clasificación de estas tecnologías de captura de CO_2 están definidas según su carácter físico-químico y son las siguientes a) Posterior a la combustión *Postcombustión* b) Previo a la combustión *Precombustión* c) Oxígeno combustión, *Oxicombustión*. En esta investigación se realiza el diseño de una instalación de laboratorio para la caracterización y desarrollo de absorbentes de CO_2, usando aminas. Esta tecnología pertenece a la postcombustión. Indica que entre sus ventajas está que la separación de gases mediante solventes químico sí está probada. Asimismo, explica las técnicas que se han utilizado para la captura de CO_2 entre ellas: a) Separación con solventes, b) Separación con membranas c) Destilación y criogenización d) Adsorción.

Según Santibañez (2014) en su estudio titulado "Captura y almacenamiento de carbono para mitigar el cambio climático: Modelo de optimización aplicado a Brasil", se propone un modelo de programación lineal entera mixta que combina aspectos técnicos y económicos para abordar la captura de CO_2 desde fuentes emisoras, así como su transporte y almacenamiento en reservorios geológicos. El análisis revela que, a medida que aumenta el volumen de CO_2 a capturar, en particular debido a las emisiones de las fábricas de cemento y su distribución geográfica en relación con los reservorios, se desarrolla una red de tuberías más compleja dentro de la cadena de suministro.

De acuerdo con Saldívar (2017) en su investigación titulada "Tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono", realizada en México, se presentan de forma resumida los métodos de captura de CO_2 (precombustión, oxicombustión y postcombustión), junto con aspectos del almacenamiento y transporte del gas. Este estudio abarca su aplicación en centrales eléctricas y evalúa la viabilidad de su

implementación en diversas industrias, como la del petróleo, pulpa y papel, siderúrgica y cementera, que en años recientes se han destacado como principales fuentes de emisiones de CO_2. La información obtenida indica que no es posible realizar una comparación oficial del desempeño de cada método de captura, dado que cada uno se ajusta a las necesidades particulares de cada sector industrial.

Según Leeson et al. (2017) en su estudio titulado "Un análisis técnico-económico y revisión sistemática de la captura y almacenamiento de carbono (CAC) aplicado a las industrias siderúrgica, cementera, de refinación de petróleo y de celulosa y papel, así como a otras fuentes de alta pureza", realizado en Londres, Reino Unido, se lleva a cabo una revisión exhaustiva de la literatura sobre cuatro sectores industriales clave (siderúrgico, cementero, refinación de petróleo, y pulpa y papel), además de evaluar fuentes seleccionadas de CO_2 de alta pureza en otras industrias para determinar la aplicabilidad de diversas tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2. El estudio concluye que la captura y almacenamiento de CO_2 a gran escala, requerida para alcanzar la meta de reducir las emisiones en un 80% para 2050, será costosa, y que estos costos aumentarán si su implementación se pospone.

Según Mariño-Moreno (2018) en su estudio titulado "Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO_2 (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare)", realizado en Colombia, se concluye que el almacenamiento de CO_2 representa una opción viable para reducir las emisiones y los impactos ambientales relacionados con los combustibles fósiles. En el municipio de Tauramena (Casanare), ya existe la infraestructura y tecnología adecuadas para implementar el método de captura y almacenamiento de CO_2, debido a las campañas de perforación llevadas a cabo para pozos productores e inyectores de aguas de formación y aguas residuales tratadas. Con las modificaciones apropiadas en sus condiciones mecánicas, estos pozos podrían adaptarse para la inyección de CO_2.

Según el Ministerio del Ambiente del Gobierno del Perú (2019), el Reglamento de la Ley N° 30754, Ley Marco sobre Cambio Climático, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 013-2019-MINAM, establece las normativas para cumplir con las disposiciones ambientales vinculadas a las políticas públicas en la gestión del cambio climático. Este reglamento incluye una planificación orientada al diseño y seguimiento de proyectos que buscan tanto la reducción de emisiones como el aumento de la remoción de gases de efecto invernadero (GEI). Entre las directrices se destacan la medición de la reducción de emisiones y el incremento en la remoción de GEI, junto con la elaboración de informes y su verificación. Se emplearán herramientas como la plataforma Huella de Carbono Perú, el Registro Nacional de Medidas de Mitigación, la Línea Base Nacional de Emisiones y Remociones de GEI, además de los reportes presentados a la CMNUCC. Todo esto con el fin de fortalecer la capacidad del país para enfrentar el cambio climático y cumplir con los compromisos internacionales adquiridos ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Según Gayán y Pérez (2019) en su estudio titulado "Tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2: *Chemical Looping Combustion*", realizado en España, se describen las tres principales tecnologías de captura de CO_2, con un enfoque particular en la captura por oxicombustión. Esta tecnología implica la creación de un ambiente de oxígeno puro en lugar de aire, de manera que el nitrógeno no interviene en el proceso. La mezcla resultante está compuesta principalmente por CO_2 y vapor de agua, lo que facilita la captura del CO_2. Sin embargo, este proceso requiere una unidad de separación de aire (ASU), que conlleva un alto costo energético, haciéndolo menos rentable. Como alternativa, dentro de la generación por oxicombustión, se encuentra la "Combustión con transportadores sólidos de oxígeno" o *Chemical Looping Combustion (*CLC), que ofrece una mayor eficiencia energética y, por ende, resulta más rentable y aplicable.

Según Paredes (2020) en su estudio titulado "Consideraciones generales para la elaboración de un atlas de almacenamiento geológico de CO_2 del Perú", realizado en Perú, se señala que el almacenamiento geológico de CO_2, junto con su captura, es una de las opciones más eficaces para reducir las emisiones antropogénicas de CO_2 al medio ambiente, tanto desde un punto de vista técnico como económico. Esta alternativa resulta

especialmente atractiva debido a la capacidad para almacenar grandes volúmenes de CO_2 y al prolongado tiempo de permanencia en los depósitos geológicos. Aunque su aplicación a gran escala aún está en desarrollo, los resultados de varios proyectos piloto llevados a cabo en Europa y Norteamérica han mostrado un alto grado de éxito.

Según Roa (2022) en su estudio titulado "Proceso de captura y almacenamiento de CO_2", realizado en Chile, se menciona que el carbón es uno de los combustibles fósiles más empleados tanto para la generación de energía como en diversas actividades industriales y domésticas. Se calcula que el carbono representa aproximadamente el 0.032% de la corteza terrestre. Aunque su uso contribuye a la liberación de emisiones dañinas para el medio ambiente, el CO_2, que es uno de sus subproductos, tiene una concentración de 380 partes por millón en la atmósfera y actúa como un gas de efecto invernadero clave. Se concluye que la captura de carbono es una solución viable para ayudar a reducir los gases de efecto invernadero (GEI). Es esencial disminuir las emisiones lo más pronto posible para evitar los impactos más graves del cambio climático.

2.3.Bases teóricas

Absorción: Es un proceso físico o químico en el cual una sustancia captura y retiene otra sustancia en su interior, como la captura de CO_2 en soluciones líquidas.

Almacenamiento: En el contexto de CAC, se refiere al proceso de retener CO_2 capturado en formaciones geológicas, acuíferos, o en otros medios para evitar su liberación a la atmósfera.

CAC (Captura y Almacenamiento de Carbono): Es una tecnología que captura el CO_2 producido en plantas industriales y de energía, y lo almacena de manera segura para evitar su liberación a la atmósfera.

Diseño conceptual de procesos: Es un enfoque de ingeniería que abarca la síntesis y el análisis de procesos industriales, enfocándose en la transformación de materias primas e insumos en productos y subproductos. Este enfoque evalúa y considera los impactos tecnológicos, ambientales y económicos para desarrollar un diseño final detallado. El diseño conceptual tiene como objetivo establecer las bases y directrices para la implementación de un proceso, abordando aspectos como la eficiencia operativa, la sostenibilidad ambiental y la viabilidad económica, para asegurar que el diseño final no

solo cumpla con los requisitos técnicos, sino que también sea viable desde el punto de vista económico y minimice los impactos negativos sobre el medio ambiente.

Dióxido de carbono (CO_2): es un gas que no tiene color ni olor, compuesto por una molécula que contiene un átomo de carbono unido a dos átomos de oxígeno. Es uno de los principales GEI y se produce principalmente por la quema de combustibles fósiles y la deforestación.

Gas natural: Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano (CH4), que se encuentra en formaciones geológicas. Es una fuente importante de energía.

Gases de efecto invernadero (GEI): Son aquellos gases que favorecen al efecto invernadero, atrapando el calor en la atmósfera terrestre. Los principales GEI incluyen dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxidos de nitrógeno (NOx), clorofluorocarbonos (CFCs) y vapor de agua (H_2O).

MEA (Monoetanolamina): Es un compuesto químico usado comúnmente en la captura de CO_2 debido a su capacidad de reaccionar con el dióxido de carbono durante los procesos mediante absorción química.

2.3. Definición de términos

Acuífero: Es una formación geológica que contiene agua subterránea y que puede suministrar cantidades significativas de agua a pozos o manantiales.

Adsorción: La adsorción es un mecanismo en el que las moléculas de un gas o líquido se fijan en la superficie de un material sólido.

Calentamiento global: Es el aumento gradual de la temperatura promedio de la atmósfera y los océanos de la Tierra, atribuido principalmente a las emisiones de GEI producidas por la actividad humana.

Criogénico: Relacionado con la producción y comportamiento de materiales a muy bajas temperaturas. En el contexto de CAC, se refiere a la separación de gases a través de enfriamiento extremo.

Evaluación de los riesgos: Proceso de identificar, analizar y evaluar los riesgos asociados a una actividad o tecnología para gestionarlos adecuadamente.

Fuga: Escape no intencionado de gases o líquidos de un contenedor o sistema, como la liberación accidental de CO_2 capturado.

Gases de la combustión: Son los gases resultantes de la quema de combustibles fósiles. Incluyen CO_2, CO, NOx, SOx y otros contaminantes.

Hidrógeno (H_2): Es el elemento químico más ligero y abundante en el universo. Se utiliza como combustible en aplicaciones industriales y de transporte, y puede ser producido a partir de diversas fuentes.

MINEM: Ministerio de Energía y Minas. Es la entidad gubernamental encargada de formular, ejecutar y supervisar la política energética y minera en un país.

MWh (Megavatio por hora): Unidad de energía que equivale a un millón de vatios hora. Se usa para medir la producción y consumo de energía eléctrica.

Protocolo de Kyoto: Es un tratado internacional que tiene como objetivo reducir las emisiones de GEI. Fue adoptado en 1997 y entró en vigor en 2005.

Recuperación mejorada de petróleo: Técnicas utilizadas para incrementar la extracción de petróleo de un yacimiento, que pueden incluir la inyección de CO_2 para aumentar la presión y desplazar el petróleo hacia los pozos de producción.

Reporte Anual de Gases de Efecto Invernadero (RAGEI): Es un informe que se publica anualmente y que contiene información sobre las emisiones de GEI de una entidad, país o región, así como los esfuerzos realizados para reducir dichas emisiones.

Sostenible: Capacidad de satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades.

III. HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1.Hipótesis

La aplicación del diseño conceptual de procesos permitirá evaluar la selección de la tecnología captura y almacenamiento de CO_2 en la Nueva Refinería Talara.

3.2.Variables

Variable dependiente: La Nueva Refinería Talara

Variable independiente: Tecnología de captura y almacenamiento de CO_2

3.3. Operacionalización de las variables

Tabla N°4

Tabla de operacionalización de las variables

Variables	Definición conceptual	Dimensiones	Indicadores
<u>Variable dependiente:</u> **La Nueva Refinería Talara**	La Nueva Refinería Talara: Refinería específica cuya eficiencia, impacto ambiental, y operatividad se ven afectados por la implementación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2.	Emisiones de CO_2	Toneladas de CO_2 emitidas por año.
			Concentración de CO_2 en los gases de escape (ppm).
			Emisiones de CO_2 por barril de petróleo procesado (toneladas de CO_2 por barril).
		Eficiencia Operativa	Producción de petróleo (barriles por día).
			Costos operativos totales (dólares por año).
			Tiempo de inactividad debido a la implementación

			de la tecnología (horas por año).
		Impacto Ambiental	Reducción neta de emisiones de CO_2 (toneladas de CO_2 evitadas).
			Cambios en la calidad del aire (medidos en partículas por millón).
		Costos	Costos de implementación de la tecnología (dólares).
<u>Variable independiente:</u> Tecnología de captura y almacenamiento de CO_2	Tecnología de Captura y Almacenamiento de CO_2: Métodos y sistemas implementados para capturar, transportar y almacenar el CO_2 producido por la refinería.	Eficiencia de Captura, transporte y almacenamiento de CO_2	Porcentaje de CO_2 capturado del total de emisiones (%).
		Costos de Implementación y Operación	Costos de capital (CAPEX) y costos operativos (OPEX) anuales.
		Viabilidad Técnica	Viabilidad según los requerimientos técnicos.

IV. MATERIALES Y MÉTODOS

4.1. Diseño de investigación

Metodología de Diseño conceptual de procesos de J.M. Douglas.

Definición:

El diseño alineado con el paradigma actual de sostenibilidad técnica, ambiental y económica debe, en primer lugar, tener la capacidad de identificar dentro de un conjunto de opciones, aquellas alternativas viables que cumplan con el objetivo planteado, siguiendo un criterio específico (Douglas, 1988).

Douglas (1988) establece que el procedimiento de diseño consta de varias etapas clave:

1) Síntesis:

Este es el paso creativo que consiste en plantear una conexión lógica entre las diversas operaciones y procesos unitarios, generando así alternativas viables que puedan alcanzar los objetivos establecidos. Implica la toma de decisiones en dos ámbitos diferentes:

- El ámbito de las alternativas estructurales, determinado por la topología y el tipo de interacciones entre las unidades.
- El ámbito de los diseños alternativos para cada unidad de operación que forma parte del sistema.

2) Análisis:

Naturaleza dinámica de la síntesis y análisis de los procesos

Objetivo: Generar utilidad.

- ✓ Síntesis del proceso:
  - Tipo de operaciones
  - Conexiones
  - Evaluación de alternativas

- ✓ Análisis del proceso:
  - Permite realizar metas programadas.
  - Reduce en lo posible, las incertidumbres.

- Valora los Riesgos de un proyecto
- Presenta ventajas evidentes sobre otros modelos.

a) Procedimiento de decisión jerárquica
   - Procedimiento de diseño evolucionario a través de sucesivos niveles de decisión establecidos en forma jerárquica.
   - Refinamiento sucesivo del diseño inicial hacia el diseño final.
   - Cada nivel de decisión termina con un análisis económico asociado a las variables de diseño.
b) Niveles Jerárquicos de Decisión
   - Nivel 1. Procesos Batch versus procesos continuos.
   - Nivel 2. Estructura de entrada-salida del proceso.
   - Nivel 3. Estructura del sistema de reacción.
   - Nivel 4. Estructura del sistema de separación.
     4a. Sistema de recuperación del vapor
     4b. Sistema de recuperación de líquidos
   - Nivel 5. Integración energética: (HEN)

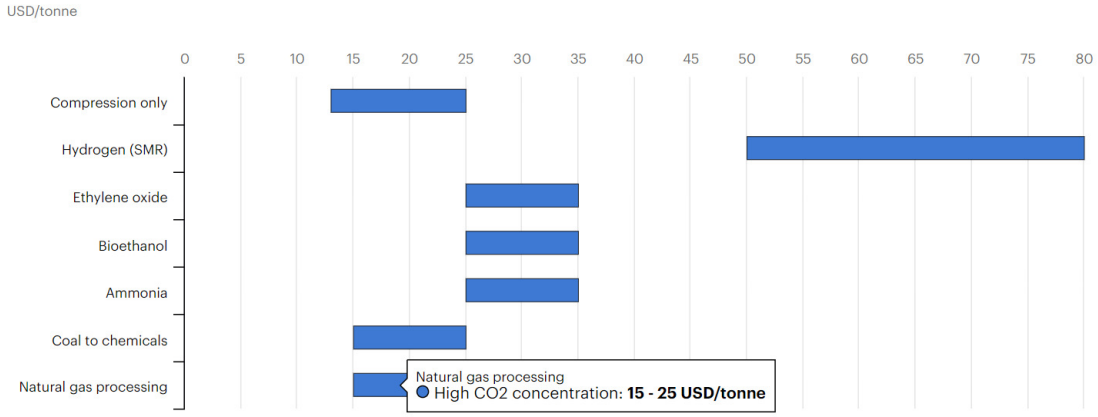
Desarrollo del Diseño conceptual de procesos.

I. Tecnologías de captura de CO_2

Según la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, IEA). Menciona lo siguiente "No existe un costo único para la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CAC)". Los costos de las aplicaciones de CAC varían considerablemente y dependen del sector en el que se implementen. En cuanto a la captura de carbono específicamente, los gastos dependen en gran medida de la fuente de CO_2. Por ejemplo, los procesos industriales que generan corrientes de CO_2 "puras" o altamente concentradas, como el procesamiento de gas natural, tienen costos que oscilan entre USD 15 y 25 por tonelada de CO_2, como se puede representar en la Figura N°15.

Figura N° 15

Costo ajustado de la captura de CO_2 según el sector y la concentración inicial de CO_2, 2019.



Fuente: (International Energy Agency, 2021)

- **Los costos del CCUS ya están disminuyendo, con un amplio potencial para reducciones adicionales**

Según la International Energy Agency (2021) la cadena de valor de la tecnología CCUS tiene un notable potencial para la reducción de costos, especialmente porque muchas de sus aplicaciones aún se encuentran en etapas tempranas de comercialización. La experiencia sugiere que, a medida que el mercado de la tecnología CAC se expanda, la tecnología avance, los costos de financiamiento se reduzcan, se alcancen economías de escala y se acumule experiencia en la construcción y operación de instalaciones, los costos disminuirán. Este patrón de reducción de costos ya se ha observado en tecnologías de energías renovables en las últimas décadas.

En los proyectos de tecnología CAC a gran escala ya se han visto reducciones de costos significativas. Por ejemplo, el costo de captura de CO_2 en el sector energético ha disminuido un 35% al comparar la primera y la segunda instalación de CAC a gran escala. Se espera que esta tendencia continúe con la expansión del mercado (International Energy Agency, 2021).

1. **Precombustión**

- Principios básicos:

La precombustión involucra la conversión del combustible (generalmente hidrocarburos como el gas natural o el carbón) en un gas de síntesis (*syngas*) compuesto principalmente por hidrógeno (H_2) y monóxido de carbono (CO).

En un paso posterior, el monóxido de carbono se transforma en dióxido de carbono a través de una reacción de desplazamiento entre el gas y el agua (*Water-Gas Shift Reaction*).

- Etapas del proceso:

✓ Reformado de Gas natural:

El gas natural (principalmente metano) se reforma en *syngas* mediante una reacción utilizando vapor de agua.

$$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$$

✓ Reacción de Desplazamiento de Gas-Agua (*Conversión shift*)

El *syngas* generado pasa por una reacción de desplazamiento de gas-agua, donde el CO se transforma en CO_2 y se genera una mayor cantidad de hidrógeno. Este procedimiento tiene lugar en un reactor de conversión.

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$$

En esta etapa ocurren 2 procesos, una etapa a altas temperaturas y la otra a baja temperatura.

✓ Utilización del Hidrógeno

El hidrógeno producido durante el proceso puede ser empleado para producir electricidad o como combustible.

- Análisis Técnico y Económico:

✓ Eficiencia energética y Costos

La planta optimiza su energía para maximizar la generación eléctrica y minimizar las emisiones de CO_2, equilibrando eficiencia energética y costos económicos del proceso de captura y almacenamiento de carbono.

Tabla N°5

Tabla de valores de la medición de rendimiento de la planta de la precombustion.

Medición de rendimiento de la planta	
	Valores
Potencia de salida neta (MW)	600 (MW)
Tasa de emisión sin captura de CO_2	0.723 (t CO_2 /MWh)
Tasa de emisión con captura de CO_2	0.093 (t CO_2 /MWh)
% de reducción de CO_2 por MWh	82 %
El CO_2 total capturado (Mt/año)	3.1 (Mt/año)
Captura de energía requerida (% entrada/MWh)	20 (% entrada/MWh)

Fuente: *(Rubin, Davison, & Herzog, 2015)*

Tabla N°6

Tabla de valores de la medición del costo de la planta de la precombustion.

Medición del costo de la planta	
	Valores
Capital total requerido sin captura	2687 (USD/kW)
Capital total requerido con captura (USD/kW)	3808 (USD/kW)
Porcentaje de aumento en el costo de capital con captura	30%

Costo nivelado de la electricidad (CNE) sin captura	82 USD/MWh
Costo nivelado de la electricidad (CNE) con captura	111 USD/MWh
Incremento en el Costo nivelado de la electricidad con captura.	24(USD/MWh)
Porcentaje de aumento en CNE, solamente (%)	26%
Costo del CO_2 capturado (USD/t CO_2)	28 (USD/t CO_2)
Costo del CO_2 que se ha evitado, excluyendo Transporte y almacenamiento.	37 (USD/t CO_2)

Fuente: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015)

- Impacto ambiental:

✓ Reducción de Emisiones:

Cuantificación de la reducción de emisiones de CO_2 comparado con la combustión directa del combustible fósil.

Tabla N°7

Tabla de valores del porcentaje de reducción de CO_2 de la precombustion.

	Valores
Tasa de emisión sin captura de CO_2 (combustión directa)	0.746 (t CO_2 /MWh)

Tasa de emisión con captura de CO_2	0.092 t CO_2 /MWh)
% de reducción de CO_2 por MWh	87.67% (MWh)

Fuente: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015)

2. Oxicombustion

Oxicombustión con Ciclos Químicos (*Chemical Looping Combustion*, CLC)

La oxicombustión con ciclos químicos (CLC) es una tecnología innovadora para la captura de CO_2 que implica el uso de materiales transportadores de oxígeno en un proceso de combustión.

- Principios básicos:

La CLC se basa en la separación física de la combustión del combustible y la producción de CO_2, utilizando un material transportador de oxígeno.

El proceso se lleva a cabo en dos reactores: un reactor de oxidación (aire) y un reactor de reducción (combustible).

- Etapas:
  - Reactor de Oxidación (*Air Reactor*)

En el reactor de oxidación, el transportador de oxígeno (por ejemplo, óxidos metálicos como Fe_2O_3) reacciona con el aire para formar una forma oxidada del transportador.

$$MeO + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow MeO_2$$

Este reactor produce gas de escape limpio, compuesto principalmente por N_2 y O_2 no reaccionado.

- Reactor de Reducción (*Fuel Reactor*)

El transportador de oxígeno oxidado se transfiere al reactor de reducción, donde reacciona con el combustible (por ejemplo, hidrocarburos como el gas natural o carbón pulverizado).

$$CH_4 + 4MeO_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O + 4MeO$$

El resultado de esta reacción es la producción de CO_2 y H_2O, así como la reducción del transportador de oxígeno a su estado original.

Ciclo de los Materiales Transportadores

El transportador de oxígeno reducido se recicla de nuevo al reactor de oxidación, completando así el ciclo. Este ciclo continuo permite la captura y separación eficiente del CO_2 sin necesidad de separación adicional.

- Análisis Técnico y Económico:

✓ Eficiencia energética y Costos

Tabla N°8

Estimación del costo de la tecnología de oxicombustion (Chemical looping combustion).

***Chemical Looping combustion* (CLC)**		
Captura de energía requerida (%entrada/MWh)	26 %	
Porcentaje de eficiencia neta	40 %	
Consumo de carbón (t/h)	222 (t/h)	
CAPEX, M EUR	1785	1945.87 M USD
OPEX, M EUR	206	224.57 M USD
Costo de electricidad EUR/t CO_2	88	95.93 (USD /t CO_2)

Costo del CO_2 que se ha evitado EUR/t CO_2	37	40.333 (USD /t CO_2)
% de reducción de CO_2 por MWh	80%	

Fuente: Elaboración propia basada en (Czakiert, et al., (2022)

Tabla N°9

Costo de CO_2 capturado de la tecnología Chemical Looping, utilizando MIC Manganese-iron-copper oxygen Carrier.

	(EUR /t CO_2)	**(USD/t CO_2)**
Costo del CO_2 capturado	25	27.50

Fuente: Elaboración propia basada en Flei et al. (2024)

- Impacto ambiental:

Cuantificación de la disminución de emisiones de CO_2 comparado con la combustión directa del combustible fósil.

Tabla N°10

Porcentaje de reducción de CO_2 de la de oxicombustion (Chemical looping combustion).

	Valor
% de reducción de CO_2 por MWh	80%

Fuente: Elaboración propia basada en Czakiert et al. (2022)

3. Postcombustión

Postcombustión con Absorción de CO_2 usando Monoetanolamina (MEA).

- Principios Básicos:

Absorción química: El CO_2 reacciona químicamente con una solución de monoetanolamina (MEA) para formar un compuesto estable que luego puede ser descompuesto para liberar CO_2 puro.

- Etapas:

✓ Pretratamiento de los Gases de Combustión

Los gases de combustión que contienen CO_2 se enfrían y se someten a un proceso de eliminación de impurezas (como partículas y SOx) antes de entrar en la columna de absorción.

✓ Columna de Absorción

En esta columna, los gases de combustión se ponen en contacto con la solución de MEA.

✓ Reacción química

$$CO_2 + 2HOCH_2CH_2NH_2 \rightarrow HOCH_2CH_2NH_3^+ + HOCH_2CH_2NHCO_2^-$$

El CO_2 es absorbido por la MEA, formando carbamato y agua. La solución cargada con CO_2 (MEA- CO_2) se recoge en el fondo de la columna.

✓ Regeneración de la Solución Absorbente

La solución cargada con CO_2 se bombea a un regenerador (*stripping* columna), donde se calienta para que el CO_2 pueda ser liberado y la MEA se pueda regenerar. El CO_2 puro se libera en la parte superior del regenerador y se puede comprimir y almacenar.

✓ Reciclaje de la Solución Absorbente

La solución de MEA regenerada se enfría y se recicla de vuelta a la columna de absorción para capturar más CO_2.

- Análisis Técnico y Económico:

Costos

Tabla N°11

Tabla de valores de la medición de rendimiento de la planta de la postcombustion.

Medición de rendimiento de la planta	
	Valores
Potencia de salida neta (MW)	512 (MW)
Tasa de emisión sin captura de CO_2	0.746 (t CO_2 /MWh)
Tasa de emisión con captura de CO_2	0.092 t CO_2 /MWh)
% de reducción de CO_2 por MWh	87.67% (MWh)
El CO_2 total capturado (Mt/año)	1.1 (Mt/año)
Captura de energía requerida (% entrada/MWh)	13 (% entrada/MWh)

Fuente: Elaboración propia basada en Saldívar Esparza, et al. (2017)

Tabla N°12

Tabla de valores de la medición del costo de la planta de la postcombustión.

Medición del costo de la planta	
Capital total requerido sin captura	808 (USD/kW)
Capital total requerido con captura (USD/kW)	1422 (USD/kW)
% porcentaje de aumento en el costo de capital con captura	76%
Costo nivelado de la electricidad (CNE) sin captura	42 USD/MWh

Costo nivelado de la electricidad (CNE) con captura	63 USD/MWh
Incremento en el Costo nivelado de la electricidad con captura.	19 (USD/MWh)
Porcentaje de aumento en el Costo nivelado de la electricidad con captura	27%
Costo del CO_2 capturado	48 (USD/t CO_2)
Costo del CO_2 que se ha evitado, excluyendo Transporte y almacenamiento.	58 (USD/t CO_2)

Fuente: Elaboración propia basada en Saldívar Esparza et al. (2017).

- Impacto ambiental:

Cuantificación de la reducción de emisiones de CO_2 comparado con la combustión directa del combustible fósil.

Tabla N°13

Tabla de valores del porcentaje de reducción de CO_2 de la postcombustion.

	Valor
Tasa de emisión sin captura de CO_2	0.723 (t CO_2 /MWh)
Tasa de emisión con captura de CO_2	0.093 (t CO_2 /MWh)
% de reducción de CO_2 por MWh	87.67 %

Fuente: Rubin, Davison, & Herzog (2015).

- **Resultados según el Diseño conceptual de procesos**

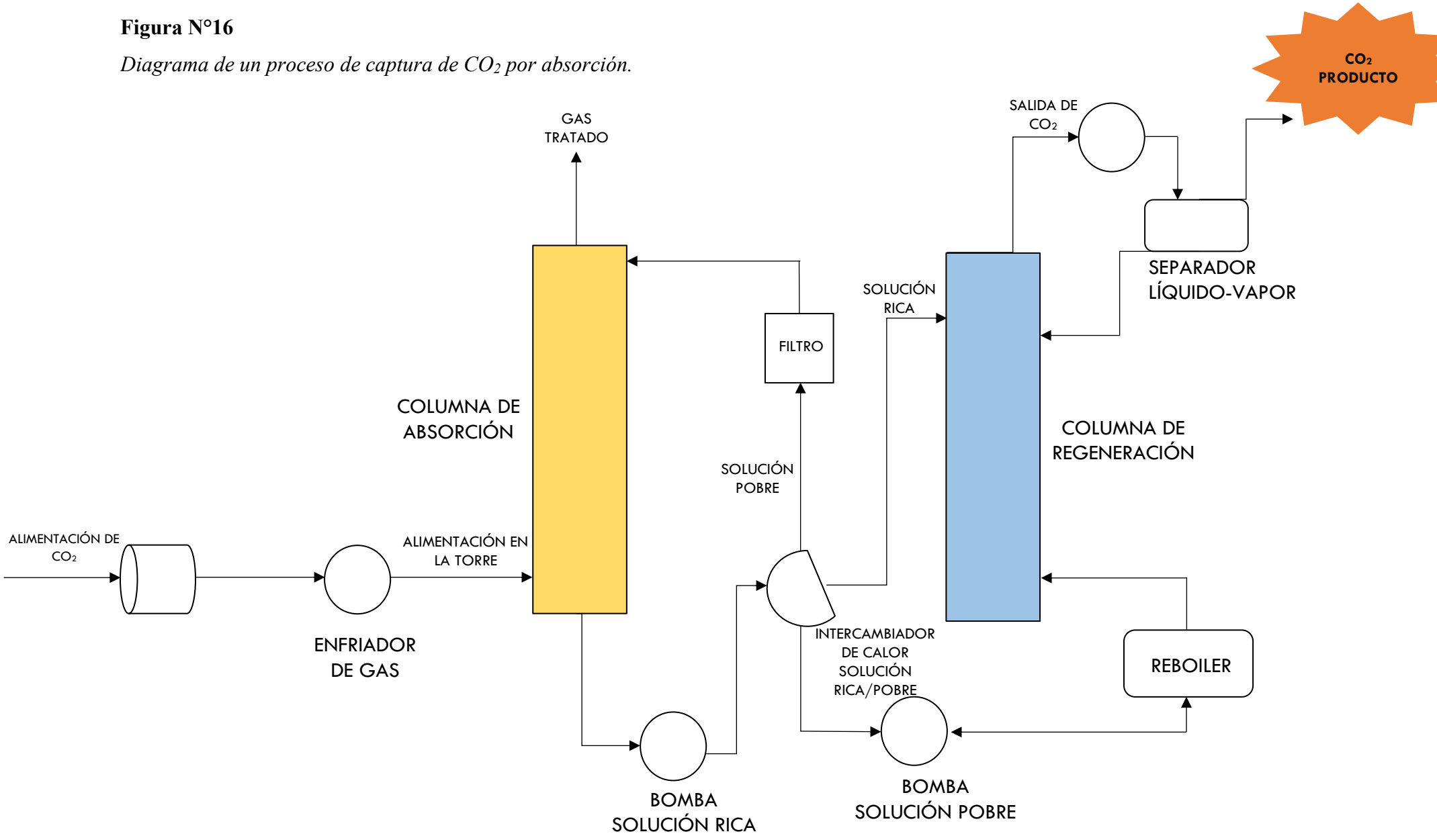
Según el Diseño Conceptual de Procesos, la opción más favorable es la postcombustión, ya que ofrece el mayor porcentaje de reducción de CO_2 y requiere la menor cantidad de energía adicional.

a) Diagrama de flujo:

López Fuentes (2013) ha desarrollado un diagrama de flujo que ilustra el sistema de captura de CO_2 mediante absorción. En esta tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CAC) por postcombustión, como se detalla en la Figura N°16, se representa el proceso completo de captura de CO_2. El flujo comienza en la fuente que emite el CO_2, que luego pasa a través de una columna de absorción, donde el CO_2 se captura. A continuación, el flujo se dirige hacia una columna de regeneración, donde se recupera el absorbente para su reutilización. Finalmente, el CO_2 capturado se separa del absorbente a través de un separador líquido-vapor, obteniendo el CO_2 como producto final. Este diagrama proporciona una visión clara de las etapas del proceso y los componentes clave involucrados en la captura y separación del CO_2.

Figura N°16

Diagrama de un proceso de captura de CO_2 por absorción.



Fuente: Elaboración propia basada en López Fuentes (2013).

- **Análisis del proceso de absorción de CO_2 con MEA basado en la simulación de** (Rincón Ocampo & Mejía Díaz, 2023)

En este trabajo de investigación, se está utilizando el estudio de Rincón Ocampo y Mejía Díaz (2023) como apoyo para demostrar la viabilidad del proceso de captura de CO_2 con monoetanolamina (MEA) en la Refinería Talara. Aunque no se dispone de datos actualizados específicos para la refinería, el trabajo de estos autores, basado en la investigación de Oko et al. (2018) sobre el uso de MEA en una planta de coque, respalda la aplicabilidad de esta tecnología en la captura de CO_2 por postcombustión en instalaciones industriales, lo cual resulta relevante para el caso de la refinería Talara.

El objetivo que tienen los autores es el de evaluar el proceso de captura de CO_2 con monoetanolamina (MEA) a través de una simulación por software en Aspen HYSYS V12.1, para verificar si el proceso es técnicamente factible. Los autores basan su estudio en la investigación de Oko et al. (2018), que evalúa los impactos del proceso de captura de CO_2 por poscombustión en una planta de coque.

Simulación del Proceso de Absorción de CO_2 con MEA

Según el trabajo de investigación de (Rincón Ocampo & Mejía Díaz, 2023) los datos que se utilizaron como base para este proceso fueron de la investigación de (Akinola, Oko, & Wang, 2019).

Generalmente, el gas natural es el combustible más utilizado en los hornos de otras refinerías debido a su alta eficiencia energética y menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles. Por lo tanto, se deduce que su uso en la Nueva Refinería Talara seguirá esta práctica común. La composición específica de este gas se presentará en la Tabla N°14.

Tabla N 14

Composiciones de las corrientes de entrada de la simulación del proceso de absorción de CO_2 con MEA.

Corriente	Componente	Valor	Unidad
1	MEA	30	Peso %
	H_2O	70	Peso %

2	Metano	73.76	mol%
	Etano	3,39	mol%
	Propano	0,93	mol%
	H_2O	1,22	mol%
	CO_2	20,00	mol%
	N_2	0,16	mol%

Fuente: (Rincón Ocampo & Mejía Díaz, 2023)

Para el sistema de absorción de CO_2, los equipos donde se realizarán los procesos más trascendentales son:

- La columna de absorción
- La columna de regeneración

Los autores adicionaron una columna regeneradora de amina, en la que el solvente se recupera por desorción del CO_2.

Equipos adicionales que se incorporaron al proceso de absorción de CO_2 son:

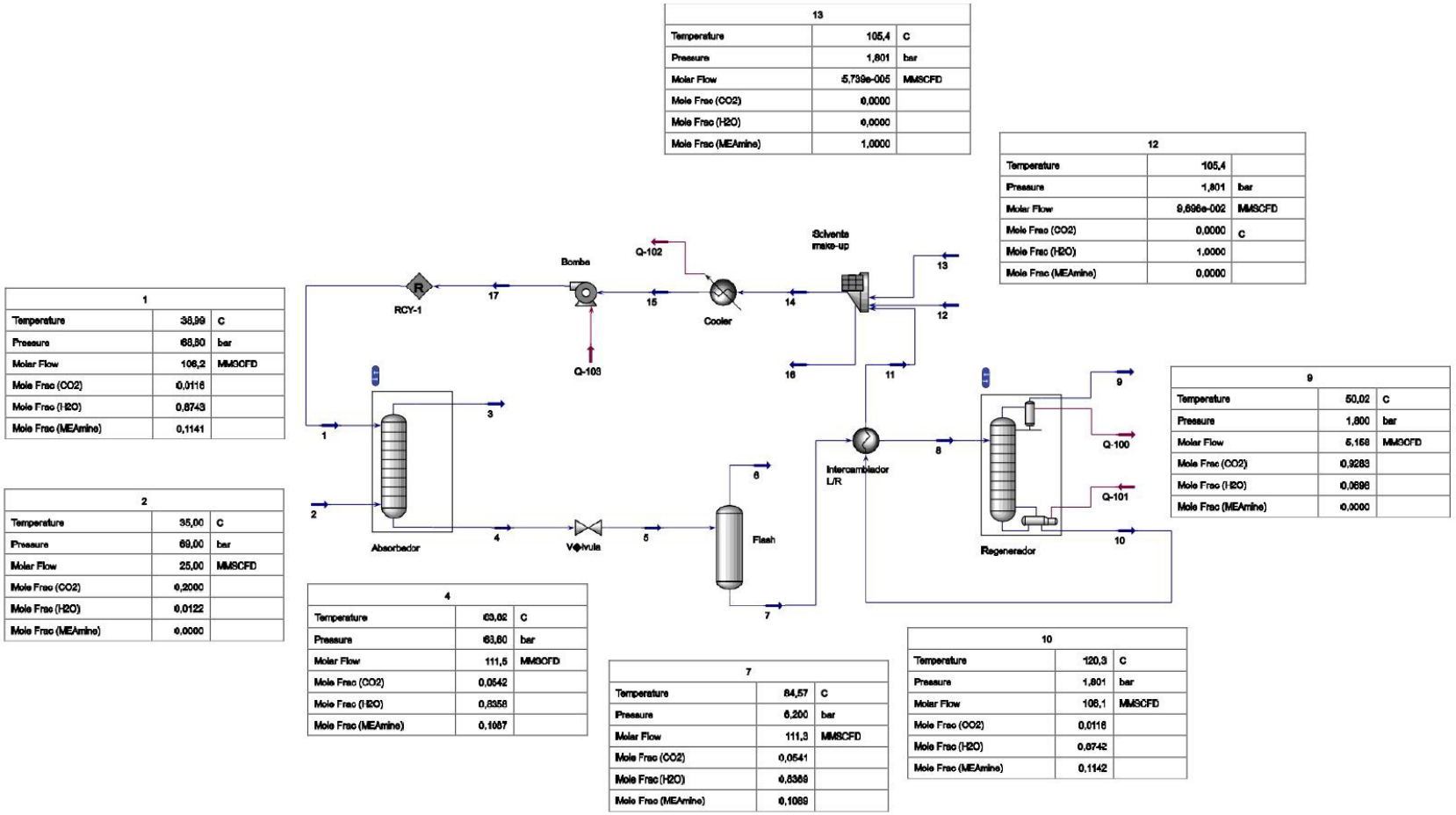
- Intercambiador de calor
- Bomba
- Enfriador de gas (*Cooler*)

Resultados

La Figura N°17 muestra el diagrama del proceso de absorción de CO_2 con MEA, basado en la simulación realizada por los autores utilizando Aspen HYSYS. El diagrama detalla las condiciones de entrada y salida del proceso. Los resultados indican que el porcentaje de captura de CO_2 alcanzó el 80% en peso, lo que demuestra que esta tecnología es altamente eficiente y viable para la captura de CO_2 en aplicaciones industriales.

Figura N° 17

Diagrama del proceso de absorción de CO_2 utilizando MEA, aplicando Aspen HYSYS



Fuente: (Rincón Ocampo & Mejía Díaz, 2023)

II. Tecnologías de transporte de CO_2

Metz et al. (2005) afirman que, a menos que las plantas se encuentren justo sobre un sitio de almacenamiento geológico, el CO_2 capturado debe ser trasladado desde su lugar de captura hasta un área de almacenamiento.

1.1.Transporte de CO_2 vía terrestre

Principios básicos:

1.1.1. Transporte de CO_2 por gasoductos

Los gasoductos operan como una tecnología bien establecida y representan el método más frecuente para el transporte de CO_2 (Aja Lopez, 2020). Las tuberías para CO_2 son una tecnología bien establecida que ha sido utilizada ampliamente en todo el mundo durante décadas, con más de 5000 millas de estas tuberías operando en los Estados Unidos en 2017 (Righetti Tara, 2017). En este caso, las tuberías de CO_2 se utilizan para transportar CO_2 hacia los campos petroleros con el objetivo de emplearlo en la recuperación mejorada de petróleo (Smith et al.,2021).

Según Smith et al. (2021), es importante señalar que la información disponible sobre los costos de transporte de CO_2 es limitada. Por esta razón, una opción viable es utilizar datos de los ductos de gas natural, ya que pueden servir como un análogo para obtener una estimación más clara de los costos involucrados. Actualmente, el transporte de CO_2 a través de tuberías se considera la opción más eficiente para distancias largas (Aja Lopez, 2020).

1.1.2. Transporte de CO_2 por camiones

Mientras tanto, el transporte de CO_2 por camiones es viable siempre y cuando las cantidades de CO_2 sean pequeñas (Aja Lopez, 2020). Además, el costo del CO_2 transportado por este medio es económico cuando la distancia es corta (Sanchez et al.,2018).

Este tipo de transporte es costoso en comparación con los buques, salvo a una escala muy reducida, y es poco probable que sean de utilidad para la captura y almacenamiento de carbono (CAC) a gran escala (Metz et al., 2005).

1.2.Transporte de CO_2 vía marítima

Smith et al. (2021) mencionan que el transporte marítimo "es una tecnología madura para el gas natural licuado (GNL) y el gas licuado de petróleo (GLP), pero no se utiliza ampliamente para el transporte de CO_2 hoy en día."

1.2.1. Transporte por barcos

Una comparación más adecuada para el transporte marítimo de CO_2 son los buques cisterna de GLP, en lugar de los de GNL, ya que el CO_2 licuado necesita ser transportado a presiones altas, similar al GLP, mientras que el GNL se maneja a presión atmosférica (Smith et al., 2021).

Para el transporte del CO_2 por esta modalidad, es importante tener en cuenta que el estado del CO_2 debe ser licuado (Aja Lopez, 2020).

Costos:

En el transporte por barco, el volumen del tanque y las características de los sistemas de carga y descarga son algunos de los factores determinantes del costo general de transporte (Metz, et al.,2005). Asimismo, se puede considerar que el transporte en buques podría ser competitivo para distancias superiores a los 500 km, ya que tiene una mayor capacidad y es más económico (Aja Lopez, 2020). Esta misma posición es respaldada por Smith et al. (2021), quienes consideran que el transporte por barco puede ser rentable siempre y cuando el transporte de CO_2 sea para largas distancias.

Finalmente, Smith et al. (2021) mencionan que la vía marítima no es comúnmente utilizada en la actualidad para transportar CO_2, pero está siendo considerado de manera significativa para su futuro uso a medida que la captura y almacenamiento de carbono (CCS) se expanda en Europa y Japón.

III. Almacenamiento de CO_2

3.1.Almacenamiento Geológico

Costos:

Las tecnologías y el equipo empleados para el almacenamiento geológico son ampliamente utilizados en los sectores del petróleo y el gas. Por lo tanto, las estimaciones de costos para esta opción gozan de un grado de confianza relativamente alto.

Tabla N°15

Costos de almacenamiento y vigilancia para almacenamiento geológico.

	Valor
Costo de almacenamiento en formaciones salinas y yacimientos petrolíferos y de gas (USD/t CO_2)	0.5
Costo de vigilancia (USD/t CO_2)	0.1
Total	0.6 (USD/t CO_2)

Fuente: Elaboración propia basada en Metz et al. (2005).

Tabla N°16

Capacidad de almacenamiento para diversas opciones de almacenamiento geológico.

Tipo de depósito	**Estimación inferior de la capacidad de almacenamiento (Gt CO_2)**
Yacimientos de petróleo y gas	675
Yacimientos de carbón	3-15
Formaciones salinas profundas	1000

Fuente: Elaboración propia basada en Metz et al. (2005).

- **Impacto ambiental**

La información presentada es de Metz et al. (2005) y aborda los impactos ambientales asociados con la liberación de CO_2 durante el proceso de almacenamiento subterráneo. Los autores destacan tanto los riesgos a nivel global como los locales:

- ✓ Riesgo mundial: Una fuga de CO_2 desde el almacenamiento subterráneo hacia la atmósfera puede contribuir significativamente al cambio climático (Metz et al., 2005).
- ✓ Riesgo local: Las fugas de CO_2 pueden afectar la salud humana, los ecosistemas y las aguas subterráneas. Estas fugas pueden ocurrir de manera rápida, como en pozos abandonados, o de forma gradual a través de fallas o fracturas no detectadas (Metz et al., 2005). Los riesgos incluyen tanto la seguridad de los trabajadores cercanos a las fugas como el potencial impacto en los acuíferos de agua potable y los ecosistemas (Metz et al., 2005).

Finalmente, Metz et al. (2005) señalan que el agua subterránea puede verse afectada directamente por las fugas de CO_2 o por la salmuera desplazada durante el proceso de inyección.

3.2.Almacenamiento oceánico

Capacidad de almacenamiento:

No existe un límite físico práctico para la cantidad de CO_2 antropogénico que se puede almacenar en el océano. Sin embargo, a lo largo de milenios, la cantidad de CO_2 almacenada estará determinada por el equilibrio entre el océano y la atmósfera (Metz, et al., 2005).

Costos:

Tabla N°17

Costos del almacenamiento oceánico a más de 3 000 m de profundidad.

Tipo de almacenamiento oceánico	Valores (USD/t CO_2) inyectado neto

Gasoducto fijo	6
Buque/plataforma en desplazamiento	12
Total	18

Fuente: Elaboración propia basada en Metz et al. (2005).

Tabla N°18

Ventajas y desventajas de los tipos de al almacenamiento de CO_2.

	Ventajas	**Desventajas**
Geológico	Más económico	
	Tecnología que ya tiene más experiencia a través de la recuperación de petróleo mediante CO_2.	Perú es un país relativamente sísmico, se necesita más investigación con respecto al control de fuga.
	Perú tiene 18 cuencas sedimentarias que deberían ser estudiadas para evaluar si podrían ser candidatas para su aplicación.	En el Perú aún no ha sido tomada ninguna medida ni gubernamental ni privada para dimensionar el potencial de almacenamiento geológico de CO_2.
Oceánica	La Nueva Refinería Talara se encuentra en la costa, lo cual facilita su almacenamiento en el mar.	No resulta muy accesible en términos económicos
	Capacidad de almacenamiento es ilimitada.	No se tiene conocimiento a futuro sobre el impacto ambiental en el océano.

Fuente: Elaboración propia basada en Metz et al. (2005).

4.2. Población y muestra

- ✓ Población:

  No aplica

- ✓ Muestra:

  No aplica

4.3. Procedimientos, técnicas e instrumentos de recolección de información.

- Procedimientos de Recolección de Información

La recolección de información se llevó a cabo a través de un proceso sistemático que incluyó las siguientes etapas:

1. Revisión Bibliográfica:

Se realizó una exhaustiva revisión de la literatura científica y técnica relacionada con las tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2 (precombustión, oxicombustión y postcombustión).

Se consultaron bases de datos académicas como Google Académico, Elservier, Scopus, Science Direct para identificar estudios previos, artículos, y tesis relevantes.

2. Consulta de Documentos Corporativos:

Se analizaron reportes de sostenibilidad y documentos técnicos proporcionados por la Refinería Talara.

Se incluyeron datos disponibles públicamente en los informes anuales y reportes de sostenibilidad de la empresa.

- Instrumentos de Recolección de Información

El instrumento utilizado para la recolección de información es:

Matrices de Análisis Comparativo:

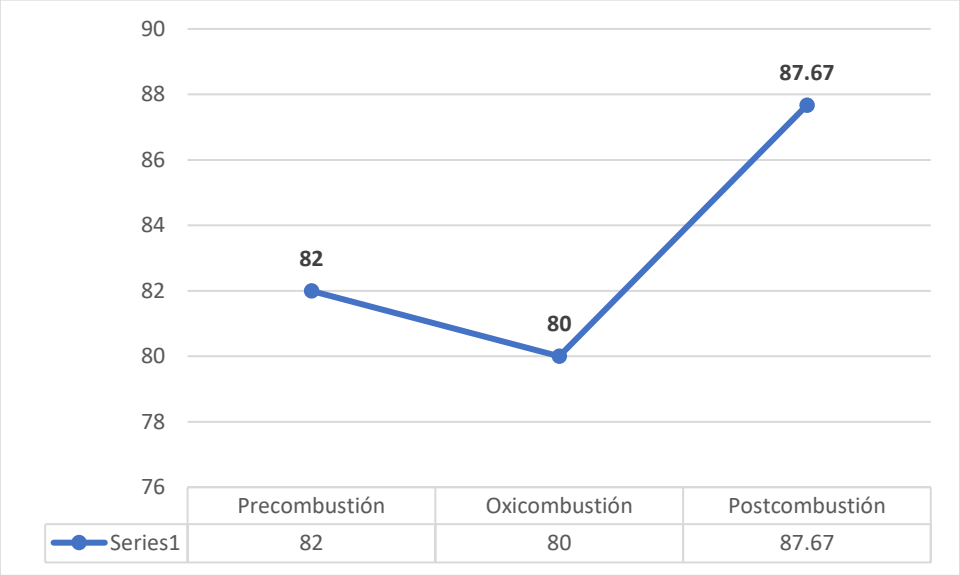
Herramientas para evaluar y comparar las características, costos y eficiencias de las diferentes tecnologías de captura de CO_2

4.4. Análisis estadístico

a) Captura de CO_2

Figura N° 18

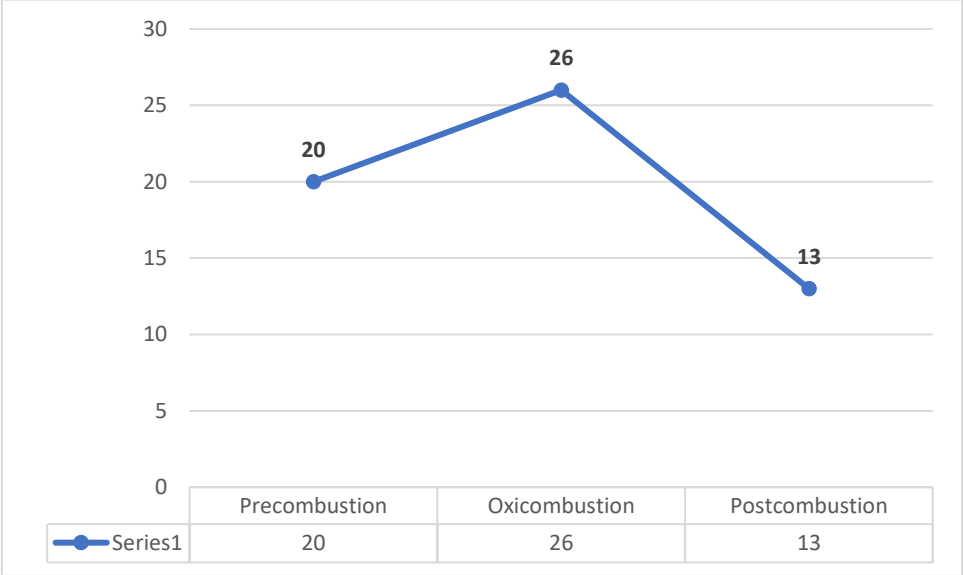
Gráfica de porcentaje de reducción de CO_2, comparando las 3 tecnologías: Precombustión, oxicombustión y postcombustión.



Fuente: Elaboración propia

Figura N° 19

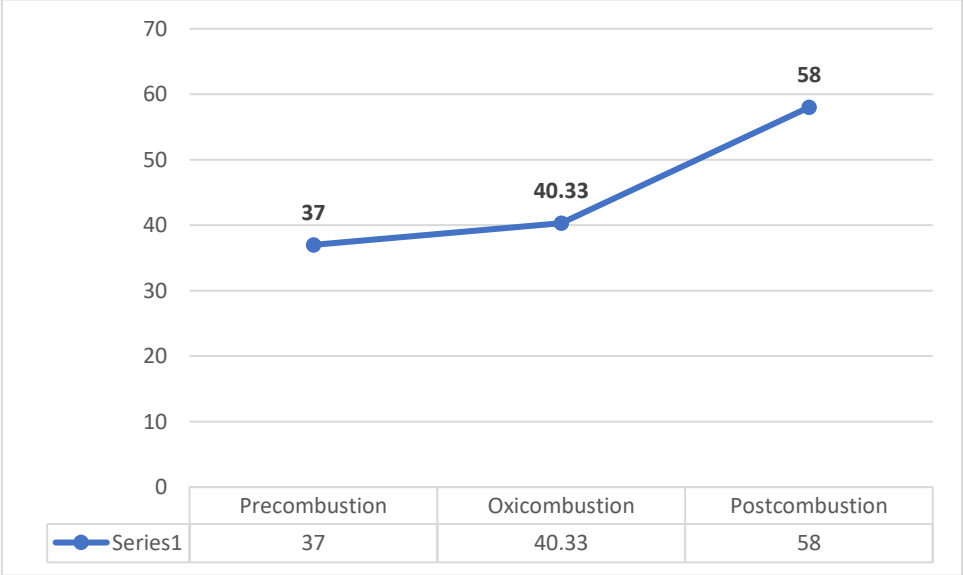
Gráfica de captura de energía requerida (%entrada/MWh) comparando las 3 tecnologías: Precombustión, oxicombustión y postcombustión.



Fuente: Elaboración propia

Figura N° 20

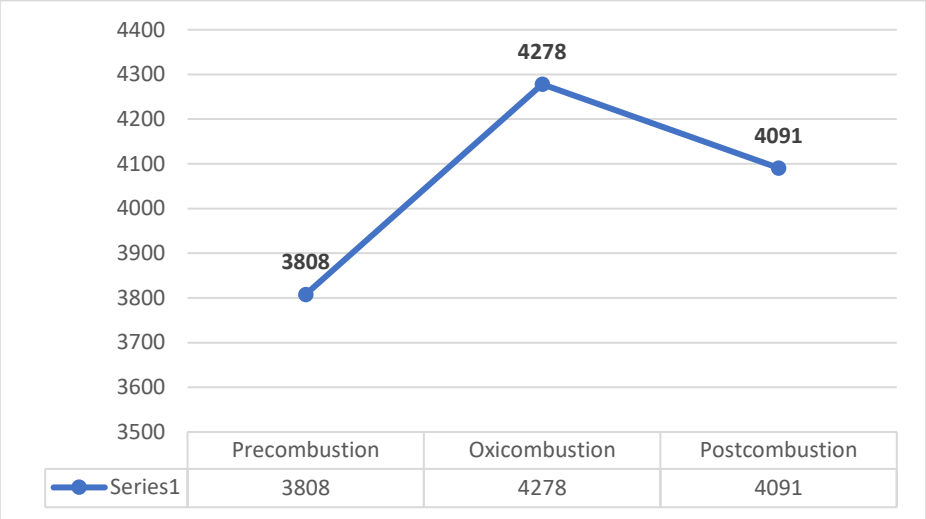
Gráfica de costo de CO_2 evitado, excluyendo transporte y almacenamiento (USD/t CO_2) comparando las 3 tecnologías: Precombustión, oxicombustión y postcombustión.



Fuente: Elaboración propia

Figura N° 21

Gráfica de capital total requerido con captura (USD/kW)

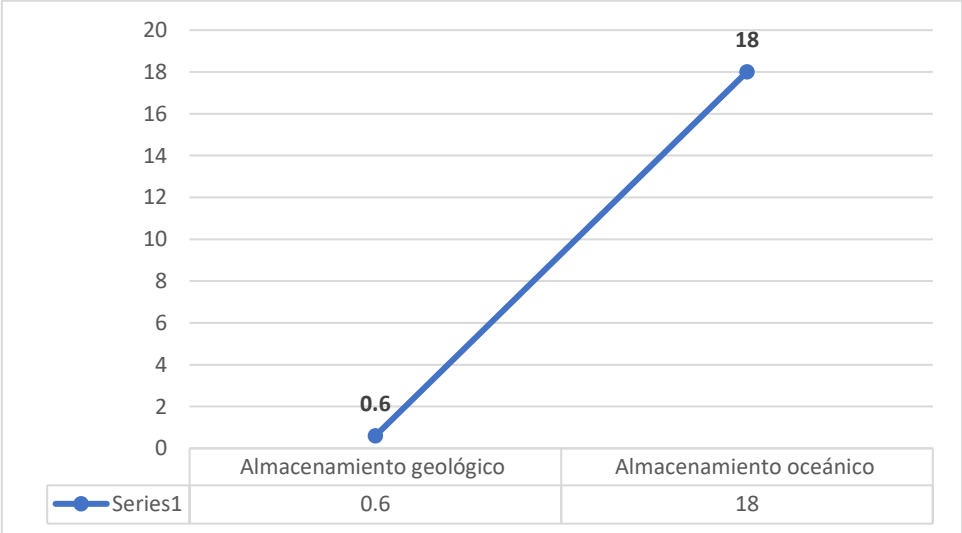


Fuente: Elaboración propia

b) Almacenamiento de CO_2

Figura N° 22

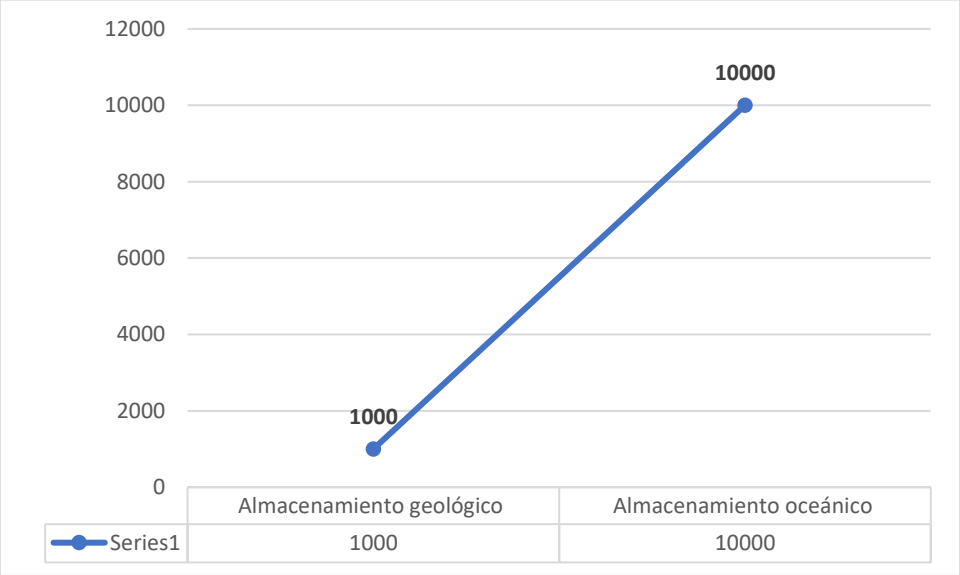
Gráfica de Costos en (USD/t CO_2) para la operación de los dos tipos de almacenamiento de CO_2: Geológico y oceánico.



Fuente: Elaboración propia

Figura N° 23

Gráfica de capacidad de almacenamiento en (Gt CO_2) para los dos tipos de almacenamiento de CO_2: Geológico y oceánico.



Fuente: Elaboración propia

V. RESULTADOS

Presentación y análisis de los resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos del análisis y selección de la tecnología de captura y almacenamiento de CO_2, aplicando el Diseño Conceptual de Procesos. Se analizan las tecnologías de Captura de CO_2: precombustión, oxicombustión y postcombustión; Transporte de CO_2: vía terrestre y vía marítima y finalmente la tecnología de almacenamiento de CO_2: Almacenamiento geológico y oceánico. En la Tabla N°19 se tienen los resultados generales de las tecnologías de Captura de CO_2 en un cuadro comparativo, asimismo en la Tabla N°20 se muestran los resultados a través de una tabla comparativa de la factibilidad según costos y capacidad de almacenaje de la tecnología de Almacenamiento de CO_2.

Tabla N°19

Resultados de la evaluación de factibilidad de las tecnologías de Captura de CO_2: Precombustión, Oxicombustión (Chemical looping) y Postcombustión.

		IMPACTO AMBIENTAL	IMPACTO ENERGÉTICO	IMPACTO ECONÓMICO	
				Costo de la planta	**Costo de CO_2 evitado**
CAPTURA DE CO_2	**Precombustión**	Porcentaje de reducción de CO_2: 82%	Porcentaje de captura de energía requerida: 20% (entrada/MWh)	Capital total requerido con captura: 3808 (USD/kW)	Costo de CO_2 evitado, excluyendo Transporte y almacenamiento: 37 (USD/t CO_2)
	Oxicombustión (Chemical Looping)	Porcentaje de reducción de CO_2: 80%	Porcentaje de captura de energía requerida: 26% (entrada/MWh)	Capital total requerido con captura: 4278 (USD/kW)	Costo de CO_2 evitado, excluyendo Transporte y almacenamiento: 40.33 (USD/t CO_2)
	Postcombustión	Porcentaje de reducción de CO_2: 87.67%	Porcentaje de captura de energía requerida: 13% (entrada/MWh)	Capital total requerido con captura: 4091 (USD/kW)	Costo de CO_2 evitado, excluyendo Transporte y almacenamiento: 58 (USD/t CO_2)

Fuente: Elaboración propia basada en Rubin et al.(2015);Czakier et al.(2022).

Tabla N°20

Resultados de la evaluación de factibilidad de las tecnologías de almacenamiento de CO_2

Almacenamiento de CO_2		Costo	Capacidad de almacenamiento
	A. Geológico	0.6 (USD/tCO_2)	1000 (Gt CO_2)
	A. Oceánico	18 (USD/t CO_2)	>1000 (Gt CO_2)

Fuente: Elaboración propia basada en Metz et al. (2005).

Tabla N°21

Cuadro comparativo de costos de tecnologías de captura de CO_2: Precombustión , oxicombustión , postcombustion y el costo de captura según la Agencia Internacional de Energía.

Tecnología de Captura	Valor (USD/t CO_2)
Costo del CO_2 capturado por Precombustión.	28
Costo del CO_2 capturado de la tecnología de Oxicombustión (Chemical Looping) Utilizando MIC un transportador de oxígeno de manganeso-hierro-cobre	27.50
Costo del CO_2 capturado por Postcombustión	48
Costo de Captura de CO_2 según la International Energy Agency (2021)	25

Fuente: Elaboración propia basado en International Energy Agency (2021); Rubin, et al. (2015)

De acuerdo con la Tabla N°21, se presentan los costos de captura de CO_2 para las tres tecnologías de captura: Precombustión, Oxicombustión y Postcombustión, los cuales son

28 USD/tn CO_2, 27.50 USD/tn CO_2 y 48 USD/tn CO_2 respectivamente. Estos costos están basados en los años 2017, 2024 y 2017, respectivamente.

Sin embargo, según el último informe de costos de la tecnología de captura de CO_2 basado en datos del 2021, en el cual no se precisa a cuál de las tres tecnologías pertenece, el costo de captura de CO_2 es de 15 a 25 USD/tn CO_2. A partir de esta información, se puede deducir del último reporte de la Agencia Internacional de Energía que los costos de Precombustión y Postcombustión no han sufrido una gran variación con respecto a la data actual del 2021.

Por esta razón, es viable utilizar la data del 2017 para los análisis correspondientes.

Con respecto a la tecnología de Postcombustión, el costo de captura de CO_2 era de 48 USD/t CO_2 en el año 2017. Considerando las tendencias observadas en la reducción de costos de la tecnología CAC es razonable asumir que para el año 2021 este costo ya se haya reducido. Esto es consistente con el informe de costos de tecnología de captura de CO_2 basado en datos del 2021, que indica un rango de 15 a 25 USD/t CO_2 sin especificar la tecnología exacta

VI. DISCUSIÓN

En la presente sección se discutirán los resultados producto de la evaluación:

- *Emisión de CO_2 de las 5 fuentes fijas de la refinería Talara antes de la modernización.*

Los resultados muestran una distribución desigual de las emisiones de CO_2 entre los distintos equipos de la refinería. El Caldero CO es la fuente más grande de emisiones con un 10.3%, seguido del Horno Unidad de Destilación Primaria F-101 con un 9.5%, mientras que el Horno Unidad de Vacío II-UDV2 emite solo un 4.8%. Aunque algunos equipos tienen porcentajes de emisión más bajos, cuando se suman, representan una parte significativa del total de emisiones de la refinería.

Esto pone de manifiesto la importancia de abordar tanto las grandes como las pequeñas fuentes de emisión al diseñar estrategias de Captura y Almacenamiento de CO_2 (CAC). Priorizar los equipos con mayores emisiones, como el Caldero CO y el Horno F-101, maximizaría el impacto inicial de una tecnología CAC. Sin embargo, es igualmente importante considerar los equipos con menores emisiones, como el Horno Unidad de Vacío II-UDV2, ya que su contribución acumulada también tiene un efecto considerable.

En este sentido, la implementación de tecnología CAC deberá adaptarse a las características específicas de cada equipo, optimizando la captura de CO_2 de manera eficiente. A pesar de que algunos equipos individuales pueden parecer menos relevantes en términos de emisiones, su rol colectivo en las emisiones globales de la refinería subraya la necesidad de una solución integral.

- *Captura de CO_2*

1. Impacto ambiental

Los resultados obtenidos muestran diferencias significativas en la eficiencia de reducción de CO_2 entre las tres tecnologías de captura evaluadas: Precombustión, Oxicombustión (*Chemical Looping*), y Postcombustión. Específicamente, la tecnología de Postcombustión destaca con un porcentaje de reducción de CO_2 del 87.67%, superando a la Precombustión y a la Oxicombustión, que presentan eficiencias de 82% y 80% respectivamente.

Aunque las diferencias en los porcentajes de reducción pueden parecer pequeñas, en el contexto de una operación a gran escala como la de una refinería, incluso una diferencia de algunos puntos porcentuales puede traducirse en una reducción considerable de toneladas de CO_2 emitidas al año. Por lo tanto, la tecnología de Postcombustión podría considerarse superior en términos de su potencial para minimizar las emisiones de CO_2.

2. Impacto de costo energético:

El análisis comparativo del costo energético de las tecnologías de captura de CO_2 revela diferencias notables en la energía adicional necesaria para capturar y procesar CO_2 por cada megavatio-hora (MWh) de energía producida. Los resultados indican que la tecnología de Postcombustión es la más eficiente en términos de costo energético, con un porcentaje de captura de energía requerida de solo 13% entrada/MWh. Esto es considerablemente inferior en comparación con la Precombustión, que requiere un 20%, y la Oxicombustión (Chemical Looping), que demanda un 26% entrada/MWh.

La menor demanda de energía adicional de la tecnología de Postcombustión sugiere que es más eficiente en términos de uso de recursos energéticos, lo cual es un factor crítico en la operación de una refinería como Talara. Un menor costo energético no solo implica menores gastos operativos, sino también un impacto ambiental reducido, ya que se necesita menos energía para lograr la misma cantidad de captura de CO_2. Esto podría traducirse en menores emisiones indirectas de gases de efecto invernadero si la energía utilizada para la captura proviene de fuentes no renovables.

3. Impacto económico

3.1. Impacto del costo de la planta

El análisis del costo de planta de las tecnologías de captura de CO_2 muestra que la tecnología de Precombustión es la opción más económica en términos de capital total requerido con captura, con un valor de 3808 USD/kW. Este costo es significativamente menor en comparación con las tecnologías de Oxicombustión (Chemical Looping) y Postcombustión, que requieren 4278 USD/kW y 4091 USD/kW, respectivamente.

El menor costo de planta asociado con la tecnología de Precombustión la hace atractiva desde una perspectiva de inversión inicial. Para una refinería como Talara, donde la eficiencia económica es determinante, esta tecnología podría ofrecer ventajas

significativas en términos de reducción de costos de capital, lo que podría traducirse en un retorno de inversión más rápido y una menor presión financiera durante las fases iniciales del proyecto.

3.2.Impacto del costo de CO_2 evitado

El análisis del costo de CO_2 evitado, excluyendo los gastos de transporte y almacenamiento, muestra que la tecnología de Precombustión es la opción más rentable, con un costo de 37 USD/t CO_2. Este costo es significativamente menor en comparación con la Oxicombustión (Chemical Looping) y la Postcombustión, que presentan costos de 40.33 USD/t CO_2 y 58 USD/t CO_2, respectivamente.

El menor costo de CO_2 evitado asociado con la tecnología de Precombustión sugiere que esta opción es la más eficiente desde una perspectiva económica para reducir las emisiones de CO_2.

- *Almacenamiento de CO_2*

1. Impacto por Costo

El costo de almacenamiento es un componente crucial en la evaluación de la viabilidad económica de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2 (CAC). El almacenamiento geológico, con su bajo costo de 0.6 USD/t CO_2, es significativamente más accesible desde una perspectiva financiera. Este bajo costo podría facilitar la implementación a gran escala de proyectos de CCS, permitiendo que grandes volúmenes de CO_2 sean almacenados de manera económica, lo que es esencial para alcanzar metas de reducción de emisiones a nivel global.

Por otro lado, el almacenamiento oceánico, con un costo de 18 USD/t CO_2, representa una inversión mucho más elevada. Aunque esta tecnología podría ofrecer ciertas ventajas en términos de capacidad de almacenamiento y disponibilidad, su alto costo podría ser una barrera significativa para su adopción, especialmente en proyectos donde la optimización de costos es crucial.

2. Impacto por Capacidad de almacenamiento

La capacidad de almacenamiento es un factor crítico en la evaluación de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2 (CCS). Los resultados indican que el almacenamiento geológico tiene una capacidad estimada de 1000 $GtCO_2$, mientras que el almacenamiento oceánico se caracteriza por una capacidad prácticamente ilimitada, excediendo los 1000 $GtCO_2$.

El almacenamiento geológico, con su capacidad de 1000 $GtCO_2$, ofrece un potencial considerable para la mitigación de emisiones de CO_2 a gran escala. Esta capacidad es suficiente para almacenar una cantidad significativa de las emisiones globales actuales durante muchas décadas, especialmente si se utiliza en combinación con otras tecnologías de reducción de emisiones. Sin embargo, esta capacidad, aunque vasta, no es infinita y está limitada por la disponibilidad de formaciones geológicas adecuadas, como acuíferos salinos, yacimientos agotados de petróleo y gas, y capas de carbón no explotables.

Para la tecnología de transporte de CO_2 la opción más viable es el transporte por ductos. Sin embargo, un factor negativo es el costo adicional que requiere para la infraestructura que conlleva. Es rentable siempre y cuando las cantidades de CO_2 sean grandes. Y con respecto al transporte vía marítima (barcos) buques podría ser competitivo para distancias superiores a los 500 km, tiene una mayor capacidad y es más económico.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1.Conclusiones

En este trabajo de investigación se ha evaluado la viabilidad de una tecnología CAC a la Nueva Refinería Talara en Perú. Por lo cual es importante señalar que los estudios de impacto ambiental del Informe de Modernización de la Refinería Talara están enfocados en gases de combustión como CO, NO_2, SO_2, H_2S, ozono y compuestos orgánicos volátiles (COV), los cuales, en términos de proporción, son mayores en comparación con el CO_2. Sin embargo, la refinería Talara continúa emitiendo CO_2 a la atmósfera, y en dicho informe no se menciona ninguna medida concreta para la reducción de CO_2 ni la implementación de tecnologías de captura. Esto resalta la importancia de considerar soluciones que aborden no solo los contaminantes tradicionales, sino también el CO_2, que

contribuye significativamente al cambio climático. Incorporar una tecnología de captura de CO_2 es fundamental para mitigar el impacto ambiental general de la refinería.

Se cuenta con la última data publicada de las emisiones de CO_2 del año 2022 de la Refinería Talara, el cual tiene un valor de 82,796.10 (tCO_2eq), este valor corresponde al 65.25% del total de emisiones correspondientes a todas las dependencias de Petroperú S.A., razón por la cual se considera un porcentaje significativo.

La industria de refinación de petróleo a nivel mundial es el responsable del 10% de las emisiones industriales. Debido a la heterogeneidad de la Nueva Refinería Talara, el diseño de un sistema de Captura y almacenamiento de CO_2 sería a medida de cada horno instalado en la refinería. Ya que generalmente las fuentes de emisión más altas de CO_2 se encuentran en los hornos, que representan el 65% del total de emisiones, es por ello que el horno de calentamiento de crudo es un lugar propicio para su aplicación. Sin embargo, la Nueva Refinería Talara es una planta con varios equipos de procesos, por lo cual el diseño para su aplicación requiere un método para combinar los gases liberados de todos los hornos los equipos que emiten CO_2.

A continuación, se resumen las conclusiones con respecto a los 3 pilares fundamentales de la tecnología de captura y almacenamiento de CO_2.

- *Captura de CO_2*

Según el impacto ambiental, el porcentaje de captura de CO_2 es de un 87.67%, el cual significa un porcentaje significativo de reducción de CO_2. Teniendo en cuenta la captura de energía requerida, que significa porcentaje de energía adicional que debe ser utilizado para captura y procesar CO_2 por cada megavatio-hora (MWh) el cual tiene un valor de 13%entrada/MWh, este resultado es inferior al resto de tecnologías de captura de CO_2 por lo que se considera una ventaja. Sin embargo, si se tiene en cuenta el costo de CO_2 evitado, excluyendo Transporte y almacenamiento, la tecnología de precombustión es la más factible ya que su valor 37 (USD/t CO_2) es el menor a comparación del resto de tecnologías.

Considerando todos los factores analizados, ninguna tecnología se presenta como la solución ideal en todos los aspectos, sino que cada una tiene sus propias fortalezas y debilidades. La Postcombustión es la más eficiente en términos de captura de CO_2 y costo

energético, mientras que la Precombustión ofrece los mayores beneficios económicos. La elección de la tecnología más adecuada para la Refinería de Talara dependerá de la priorización de estos factores: si la máxima eficiencia en la reducción de CO_2 y la eficiencia energética son primordiales, la Postcombustión sería la opción preferida. Sin embargo, si el costo inicial y la rentabilidad a corto plazo son los factores más críticos, la Precombustión podría ser la mejor alternativa.

- *Transporte de CO_2*

Según la viabilidad económica el transporte de CO vía terrestre a través de ductos es la óptima solo si las distancias son largas. Y el transporte de CO_2 por camiones es viable solo si las cantidades de CO_2 son pequeñas y las distancias son cortas.

Con respecto al transporte marítimo, aunque no es común hoy en día, este medio de transporte está siendo considerado para distancias largas, especialmente en Europa y Japón.El transporte en barcos podría ser viable para distancias superiores a los 500 km. Tiene una mayor capacidad y es más económico

Según el impacto ambiental es importante tener en cuenta la evaluación de los riesgos mundiales y locales. Los riesgos comprenden las fugas de CO_2, es un riesgo para los humanos, los ecosistemas y aguas subterráneas. Es por ello la importancia de métodos de vigilancia.

- *Almacenamiento de CO_2*

La captura de almacenamiento de geológico en el Perú está en los depósitos de hidrocarburos, ya sea explotados y los que aún están por explotarse (Talara, Marañón y Ucayali)

Según los costos el almacenamiento de tipo Geológico es la más viable ya que tiene un valor 0.6 (USD/t CO_2) el cuál es menor a comparación del almacenamiento oceánico, que tiene un valor 18 (USD/t CO_2). Sin embargo, aún no se ha realizado ningún trabajo de investigación ni gubernamental, ni privada para dimensionar el potencial de almacenamiento Geológico de CO_2.

Según la capacidad de almacenamiento el de tipo Oceánico es la más apta, ya que su capacidad de almacenamiento es ilimitada. Si se tiene en cuenta la ubicación geográfica

de la Nueva Refinería Talara en Piura, debido a su cercanía es una opción que se podría tener en cuenta a futuro.

La aplicación del diseño conceptual de procesos ha demostrado ser una herramienta eficaz para evaluar y seleccionar la tecnología de captura y almacenamiento de CO_2 más adecuada para la Nueva Refinería Talara. A través de esta metodología, se ha podido identificar que, aunque no existe una tecnología que sea ideal en todos los aspectos, la selección de la tecnología más apropiada dependerá de la priorización de criterios como la eficiencia en la captura de CO_2, el costo energético, y la viabilidad económica. Esto permite tomar decisiones informadas que optimizan tanto el impacto ambiental como los costos operativos y de inversión, asegurando así una implementación exitosa y sostenible en la refinería.

7.2.Recomendaciones

Con respecto a los proyectos de impacto ambiental para la aplicación de la tecnología de Captura y almacenamiento de CO_2 (CAC) en el mundo es importante mencionar que se encuentran en aumento, ello demuestra la necesidad de un control eficiente de emisiones de CO_2, es por ello la importancia de su investigación en Perú. Teniendo en cuenta que, después de más de 10 años el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara se encuentra a puertas de su última etapa de arranque, se observa que el gobierno está invirtiendo en tecnologías de modernización para mejorar y optimizar la industria de los hidrocarburos. Esto es un punto positivo y por ello se debería considerar también la investigación con implementación a futuro sobre la implementación de tecnologías CAC.

Asimismo, es fundamental que también se realice trabajo de investigación por parte del Estado con respecto a la evaluación del potencial del almacenamiento geológico de CO_2 en el territorio peruano. Teniendo en cuenta que Perú cuenta con 18 cuencas sedimentarias, es un tema propicio para evaluar si en efecto cumple con las condiciones mínimas para ser candidato para almacenamiento de CO_2.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

Jääskeläinen, H., & K. Khair, M. (2022). *DieselNet Technology Guide*. Obtenido de https://dieselnet.com/tech/engine_egr.php

Acuña Ramirez, E. E. (2021). Análisis de la aportación al autoabastecimiento energético del syngas a partir de la gasificación inicial de residuos. España.

Agencia Internacional de Energía. (2023). *Carbon Capture, Utilisation and Storage*. Obtenido de https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage

Aja Lopez, T. (2020). Viabilidad económica de proyectos de Captura y almacenamiento de CO2 en España. Obtenido de http://hdl.handle.net/10902/19582

Akinola, T. E., Oko, E., & Wang, M. (2019). Study of CO2 removal in natural gas process using mixture of ionic liquid and MEA through process simulation. *Fuel*. doi:https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.08.152

Ángeles Cámara , R. S., Martínez, M. I., & Jimenez, J. (2016). *Impacto del desarrollo de tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO2 en el sector eléctrico.* Sevilla.

Benavides Ballesteros , H. O., & León Aristizabal, G. E. (2007). Información técnica sobre gases de efecto invernadero y el cambio climático. *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM*.

Carlotto Cano, V. G. (2019). Análisis multicriterio para la ubicación de los posibles proyectos de inyección geológica de CO2 en el Perú . Perú.

Chiu, P.-C., & Ku, Y. (2012). Chemical Looping Process - A Novel Technology for Inherent CO2 Capture. *Aerosol and Air Quality Research*. doi:10.4209/aaqr.2012.08.0215

Compañía Energética Global Cepsa. (2023). *Cepsa*. Obtenido de https://www.cepsa.com/es/

Cortes Pizarro, R. J. (Enero de 2013). Aplicación de tecnología de captura y almacenamiento de CO2 en centrales eléctricas a carbón en chile. Santiago, Chile.

Czakiert, T., Krzywanski, J., Zylka, A., & Nowak, W. (2022). Chemical Looping Combustion: A Brief Overview. *Energies*.

Douglas, J. M. (1988). *Conceptual Design of Chemical Processes.*

Flei, B., Priscak, J., Hammerschmid, M., Fuchs, J., & Muller, S. (Febrero de 2024). CO2 capture costs of chemical looping combustion of biomass: A comparison of natural and synthetic oxygen carrier. *Journal of Energy Chemistry*. doi:https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S209549562400086X?via%3Dihub

Garcia Labiano, F., & De Diego, L. (2007). Combustión con transportadores sólidos de oxígeno. *Boletín del Grupo Español del Carbón* .

Gayan Sanz, P., & Perez Vega, R. (2019). Tecnologías de captura y almacenamiento de CO2: Chemical Looping Combustion. *Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos de Minas de Aragón*. Obtenido de http://hdl.handle.net/10261/205951

Gerencia Corporativa Desarrollo Sostenible de Petroperú. (2022). *Reporte de sostenibilidad 2022.* Obtenido de https://sostenibilidad.petroperu.com.pe/wp-content/uploads/2023/12/Memoria_de_Sostenibilidad_Petroperu.pdf

Grupo Repsol del Perú S.A.C. (2024). *Repsol PE*. Obtenido de https://www.repsol.com/es/conocenos/que-hacemos/refino/index.cshtml

Hashmi, S. A., Chuah, C. Y., Yang, E., & Poon, W. C. (2024). Advances in H2-selective metallic membranes for pre-combustion CO2 capture: A critical review. *Carbon Capture Science & Technology, 13*. doi:https://doi.org/10.1016/j.ccst.2024.100247

International Energy Agency. (2021). *IEA-International Energy Agency*. Obtenido de Is carbon capture too expensive?: https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive

Jansen, D., Gazzani, M., Manzolini, G., van Dijk, E., & Carbo, M. (2015). Pre-combustion CO2 capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control, 40*, 167-187. doi:https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.05.028

Jimenez, E. (2023). *Arveng training & engineering*. Obtenido de https://arvengtraining.com/evaluacion-de-hornos-de-proceso-en-refinerias/

Kanniche, Kanniche, M., Gros-Bonnivard, R., Jaud, P., Valle-Marcos, J., & Amann, J.-M. (2009). Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO2 capture. *Applied Thermal Engineering*, 53-62. doi:10.1016/j.applthermaleng.2009.05.005

Lesson, D., Mac Dowell, N., Shah, N., & Fennell, P. (2017). Un análisis tecnoeconómico y revisión sistemática de la captura de carbono. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 71-84.

Li, J., Zhang, H., Gao, Z., Fu, J., Ao, W., & Dai, J. (2017). CO2 Capture with Chemical Looping Combustion of Gaseous Fuels:An Overview. *Energy Fuels*. doi:10.1021/acs.energyfuels.6b03204

López Fuentes, A. L. (2013). Diseño y montaje de una instalación de laboratorios para la caracterización y desarrollo de absorbentes de CO2 basados en aminas. Sevilla, España. Obtenido de https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/20214/

Mariño Martinez, J. E., & Moreno Reyes, L. E. (Abril de 2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO2 (CCS) en Colombia- caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología*, 109-122. doi:https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegeologia/article/view/7964/8138

Metz, B., Davidson, O., De Coninck, H., Loos, M., & Meyer, L. (2005). La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. *Informe especial del IPCC*.

Ministerio de Energía y Minas. (2023). *Guía Ambiental para el Manejo de Emisiones Gaseosas de Refinerías de Petróleo.* Lima. Obtenido de

https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5440662/4859890-guia-hidrocarburos-viii.pdf?v=1700254675

Ministerio de Energía y Minas. (2023). *Reporte Anual De Gases De Efecto Invernadero del Sector Energía 2019.* Lima: Dirección General de Eficiencia Energética. Obtenido de https://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2023/05/Informe-RAGEI_2019_Energia_CE_EF_VF.pdf

Morales Medina, G. (2023). Simulación en aspen HYSYS del proceso de captura de CO2 con mezclas de monoetanolamina (MEA) y líquidos iónicos. Colombia.

Oko, E., Zacchello, B., Wang, M., & Fethi, A. (2018). Process analysis and economic evaluation of mixed aqueous ionic liquid and monoethanolamine (MEA) solvent for capture from a coke oven plant. *Greenhouse Gases: Science and Technology*. doi:https://doi.org/10.1002/ghg.1772

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería . (2015). *La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú.* Lima.

Paredes-Ángeles, J. H. (2020). Consideraciones generales para la elaboración Consideraciones generales para la elaboración. *Boletín de Geología*. doi:https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020011

Perú Petro. (18 de Junio de 2024). *Perú Petro Oficial*. Obtenido de https://x.com/Perupetrosa/status/1803125537172345306

Petróleos del Perú S.A. (2009). *Estudio de Impacto ambiental modernización de Refinería Talara.* Lima: Walsh Perú S.A. . Obtenido de https://www.refineriatalara.com/documentos/

Petróleos del Perú S.A. (2024). *Petroperú*. Obtenido de https://www.refineriatalara.com/la-refineria/

Química Industrial. (2024). *Química Industrial*. Obtenido de https://quimicaindustrial.cl/producto/monoetanolamina/

Raganati, F., Miccio, F., & Ammendola, P. (2021). Adsorption of Carbon Dioxide for Post-combustion Capture: A review. *Energy & Fuels*, 12845-12868. doi:https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.1c01618?ref=pdf

Rao, A., & Rubin, E. (2002). A Technical, Economic, and Environmental Asessment of Amine-Based CO2 Capture Technology for Power PLant Greenhouse Gas Control. *Environmental Science & Technology*, 4467-4475. doi:https://pubs.acs.org/doi/10.1021/es0158861

Refineria Talara . (2024). *Refineria talara* . Obtenido de https://www.refineriatalara.com/linea-de-tiempo/

Repsol . (2024). *Repsol*. Obtenido de https://www.repsol.com/es/conocenos/que-hacemos/refino/index.cshtml

Righetti Tara, K. (2017). Siting carbon dioxide pipelines. *Oil and gas, Natural Resources, and Energy Journal, 3*. Obtenido de https://heinonline.org/HOL/LandingPage?handle=hein.journals/onej3&div=53&id=&page=

Rincón Ocampo, E. F., & Mejía Díaz, R. J. (2023). Simulación en Aspen HYSYS del proceso de captura de CO2 con mezclas de monoetanolamina (MEA) y líquidos iónicos. Colombia.

Roa Villalón, A. O. (2022). *Proceso de captura y almacenamiento de CO2.* Universidad Técnica Federico Santa María , Concepción, Chile. Obtenido de https://repositorio.usm.cl/server/api/core/bitstreams/82054138-cb40-476d-bbbf-101588324e36/content

Rubin, E. S., Davison, J. E., & Herzog, H. J. (2015). The cost of CO2 capture and storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*.

Saldívar Esparza, S., Cabrera Robles, J. S., & Reta Hernandez, M. (2017). Tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono. *Revista de Ciencias Naturales y Agropecuarias*, 4-12: 22-34.

Sanchez, D. L., Johnson , N., McCoy, S. T., Turner, P. A., & Mach, K. J. (8 de Mayo de 2018). Near-term deployment of carbon capture and sequestration from

biorefineries in the United States. *Proceedings of the National Academy of Sciences, 115*(19). doi:https://www.pnas.org/doi/full/10.1073/pnas.1719695115

Santibañez Gonzales, E. (Mayo de 2014). Captura y almacenamiento de carbono para mitigar el cambio climático: modelo de optimización aplicado a Brasil. *Scielo*. Obtenido de https://www.scielo.org.mx/pdf/rica/v30n3/v30n3a1.pdf

Secretaría de Energía. (2015). *Gobierno de México*. Obtenido de https://www.gob.mx/sener/articulos/que-es-la-extraccion-de-hidrocarburos#:~:text=Es%20la%20actividad%20o%20conjunto,explotaci%C3%B3n%2C%20la%20recolecci%C3%B3n%2C%20separaci%C3%B3n%20de

Smith, E., Morris, J., Kheshgi, H., Teletzke, G., & Herzog, H. (2021). The cost of CO2 transport and storage in global integrated assessment modeling. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103367

Soundararajan, R., & Gundersen, T. (2013). Coal based power plants using oxy-combustion for CO2 capture:Pressurized coal combustion to reduce capture penalty. *Applied Thermal Engineering*, 115-122. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.04.010

Territorios semiáridos del caribe. (2019). *I Congreso Internacional de Gestión Integral frente al Cambio Climático.* Universidad de La Guajira, Riohacha. Obtenido de https://www.researchgate.net/profile/Martha-Castellanos-Martinez/publication/349850538_Memorias_Congreso_Cambio_climatico_-ultimo-/links/604412e1299bf1e0785f6846/Memorias-Congreso-Cambio-climatico-ultimo.pdf#page=307

United Nations Climate Change. (2024). *United Nations Climate Change*. Obtenido de ¿Qué es el Acuerdo de París?: https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris

Useche Castelblanco, J. S. (2018). Laboratorio virtual para el proceso de destilación de crudo. Bogotá, Colombia. Obtenido de https://www.researchgate.net/profile/Juan-Useche-2/publication/340237575_VIRTUAL_LABORATORY_FOR_THE_CRUDE_D

ISTILLATION_PROCESS_-_LABORATORIO_VIRTUAL_PARA_EL_PROCESO_DE_DESTILACION_DE_CRUDO/links/5e7e8461a6fdcc139c0c4b1c/VIRTUAL-LABORATORY-FOR-THE-CRUDE-DI

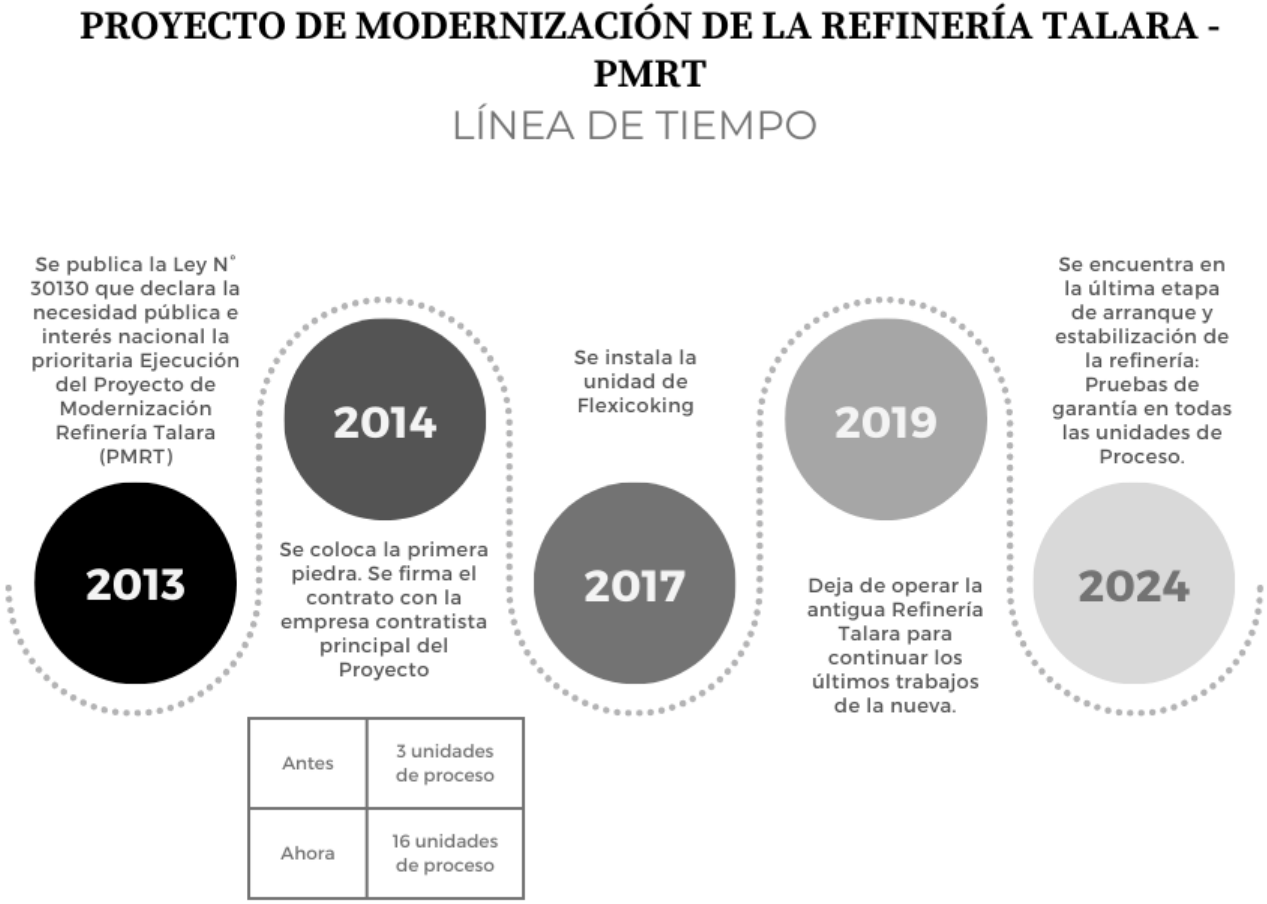
Wafeng. (Setiembre de 2023). *Wafeng Technology*. Obtenido de https://es.wanfengdiecasting.com/info/what-is-the-difference-between-heater-and-furn-86177817.html

Wang, M., Lawal, A., Stephenson, P., Sidders, J., & Ramshaw, C. (2011). Post-combustion CO2 capture with chemical absorption: A state-of-the-art review. *Chemical Engineering Research and Design*, 1609-1624. doi:https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0263876210003345

IX. ANEXOS

Figura N° 24

Línea de tiempo del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara



Fuente: Elaboración propia basada en (Petróleos del Perú S.A., 2024)