

Modelamiento termohidráulico del transporte de CO₂ en gasoductos: Análisis de
parámetros operacionales y estrategias de optimización

Mahilit Alejandra Valbuena Bohorquez

Laura Valentina Rivera Basto

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniera de Petróleos

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Magister en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2026

Dedicatoria Mahilit Valbuena

Este logro marca el cierre de una etapa que transformó mi vida, no solo por lo aprendido, sino por todo lo que implicó llegar hasta aquí. En este camino hubo momentos de duda, de esfuerzo y de crecimiento, pero también de amor, apoyo y motivación constante. Hoy miro atrás y entiendo que cada paso, incluso los más difíciles, tuvo un propósito. Por eso, este trabajo no solo representa una meta alcanzada, sino también la historia de todo lo que fui capaz de superar para lograrlo.

A Dios, por guiar cada uno de mis pasos y darme la fortaleza necesaria para culminar esta etapa tan importante de mi vida.

A mi madre, Alexandra Bohorquez, quien es mi mejor amiga, el motor de mi vida, mi pilar, y quien hizo todo esto posible. Este logro es más tuyo que mío. Gracias por creer en mí incluso cuando yo dudaba y por ser el refugio al que siempre puedo volver. Cada valor y enseñanza que me compartiste se ven plasmados en este trabajo, que es también un humilde homenaje a tu esfuerzo y al deseo más grande que siempre tuviste para mí. Te ama, tu babubiba.

A mi padre, Giovanni Valbuena, quien ya no está físicamente a mi lado, pero cuyo recuerdo permanece intacto en cada logro que alcanzo. Este trabajo es, en gran parte, un homenaje a su esfuerzo, a sus enseñanzas y a esa manera firme y amorosa con la que siempre me impulsó a ser mejor. Papi, aunque no pudiste ver el final de este camino, tengo la certeza de que, donde estés, me acompañas y celebras este logro tan significativo conmigo. Tu memoria vive en mí, tu legado guía mis decisiones y tu ejemplo sigue siendo mi inspiración más grande. Te ama por siempre, tu chulimpumpi.

A mi hermano, Kenneth Valbuena, llego a esta meta pensando en el futuro que quiero construir para ti y en el ejemplo que deseo ser en tu vida.

A mi hermano, Michael Arias, por su guía, su ejemplo y su apoyo constante en cada etapa de mi crecimiento personal y profesional.

A Alejandro Vargas, por ser mi compañero de vida y mi calma en medio de la tormenta. Eres el lugar donde mi corazón descansa; gracias por creer en mis sueños como si fueran tuyos. Tu amor ha sido el combustible más puro durante este proceso. Te amo demasiado.

A mis chicos, Connor y Apolo, por su compañía fiel, por ser mi refugio en medio del estrés y por recordarme, incluso en los días más duros, la importancia de la alegría y el amor sincero.

A Daniel Soto, quien no pudo acompañarme para ver este triunfo, pero cuya memoria vive en mi corazón y en cada meta alcanzada. Gracias por apoyar este sueño. Este logro también le pertenece; espero que, desde el cielo, comparta conmigo este momento.

A todos ustedes, gracias por ser parte fundamental de este sueño hecho realidad.

Dedicatoria Laura Rivera

Este es el resultado del esfuerzo, paciencia y perseverancia de años, años en los cuales he compartido múltiples experiencias que hacen la persona que soy hoy, no tengo palabras suficientes para agradecer a las personas que me acompañaron en este proceso.

A mi madre, mi motor y a quien le dedico cada logro que he alcanzado por qué sin ella no sería posible, su amor y apoyo incondicional han sido la base fundamental de mi vida.

A mi padre a quien le debo toda mi educación, por trabajar día y noche para brindarme a mí y a mi hermano todo lo necesario, por ser quien siempre creyó en mí y en mis cualidades.

A mi hermano, con quien he compartido todo en mi vida, crecer juntos ha sido una aventura, gracias por ser mi cómplice, mi consejero y confidente.

Por último, a mi esposo, Xavier, que ni la distancia ni el idioma pudieron separarnos, gracias por todo el amor y el hogar que hemos construido juntos, te amo.

Este logro es por y para todos ustedes.

Agradecimientos

Las autoras desean expresar su agradecimiento a:

La Universidad Industrial de Santander, a la Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por brindarnos la formación académica y las oportunidades durante este proceso.

Agradecemos de manera especial al director Manuel Cabarcas, por su guía, asesoría y apoyo durante todo el proceso de elaboración de este trabajo, así como a todos los docentes que, a lo largo de nuestra carrera, compartieron sus conocimientos y contribuyeron significativamente a nuestra formación profesional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Objetivos.....	19
1.1 Objetivo General.....	19
1.2 Objetivos Específicos.....	19
2. Marco contextual del transporte de co ₂	20
2.1 Cambio climático y rol del CO ₂	20
2.2 Captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS)	21
2.3 El CO ₂ como fluido de transporte en la transición energética	25
2.4 Opciones de transporte de CO ₂	27
2.5 Transporte de CO ₂ por gasoductos.....	31
2.6 Proyectos de transporte de CO ₂ a nivel mundial.....	35
2.7 Desafíos técnicos y brechas en el transporte de CO ₂	38
3. Fundamentos teóricos y modelamiento termodinámico del co ₂	41
3.1 Comportamiento termodinámico del CO ₂	41
3.2 Propiedades termofísicas y de transporte del CO ₂	46
3.2.1 Densidad	47
3.2.2 Viscosidad.....	47
3.2.3 Implicaciones hidráulicas de la densidad y la viscosidad	48
3.2.4 Entalpía	49
3.2.5 Capacidad calorífica.....	49
3.2.6 Implicaciones para el diseño y la operación de gasoductos de CO ₂	50

3.3 Ecuaciones de estado aplicadas al CO ₂	51
3.3.1 Ecuaciones de estado cúbicas	51
3.4 Efecto de las impurezas en el comportamiento termodinámico	53
3.4.1 Influencia de las impurezas sobre las propiedades termodinámicas.....	55
3.4.2 Efecto de las impurezas sobre la envolvente de fases y las condiciones críticas	56
3.4.3 Implicaciones para la operación segura de gasoductos de CO ₂	57
3.5 Bases para el modelamiento termodinámico y numérico en gasoductos.....	58
3.5.1 Simulación en estado estacionario	58
4. Planteamiento del modelo termohidraulico	59
4.1 Conservación de masa.....	59
4.2 Conservación de cantidad de movimiento	60
4.3 Conservación de energía	60
4.4 Limitaciones del modelo termohidráulico	61
4.5 Implementación del modelo en el simulador	62
4.6 Composición del CO ₂ con impurezas	63
4.7 Selección de ecuación de estado	65
4.8 Inicio de la simulación	67
5. Análisis de resultados y evaluación de parámetros operacionales.....	73
5.1 Simulación CO ₂ puro	73
5.2 Simulación CO ₂ con impurezas	74
5.3 Perfil de presión	74
5.4 Perfil de temperatura.....	75
5.5 Número de Mach.....	76

5.6 Sensibilización de variables	80
5.6.1 Porcentaje molar de CO ₂	80
5.6.2 Presión de entrada	83
5.6.3 Temperatura de entrada.....	85
5.6.4 Flujo másico.....	87
5.6.5 Longitud del gasoducto.....	89
6. Estrategias de optimización	92
6.1 Compresión intermedia.....	93
6.2 Aislamiento térmico.....	94
6.3 Control de temperatura	95
6.4 Optimización del diámetro de la tubería.....	96
6.5 Recomendaciones técnicas y operativas para el transporte de CO ₂	104
7. Conclusiones.....	106
8. Recomendaciones	107
Referencias bibliográficas.....	109

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Comparación de rutas de transporte de CO ₂ : gasoductos, buques y camiones.	29
Tabla 2. Propiedades críticas y termodinámicas básicas del CO ₂ y gases asociados.	33
Tabla 3. Principales proyectos de transporte de CO ₂ en operación (por región y tipo de fuente). 35	35
Tabla 4. Proyectos piloto de transporte de CO ₂ en Colombia asociados a iniciativas CCUS.	37
Tabla 5. Síntesis de brechas tecnológicas identificadas en el transporte de CO ₂	40
Tabla 6. Rangos de presión y temperatura para los estados de fase del CO ₂	45
Tabla 7. Propiedades termofísicas del CO ₂ puro y mezclado con impurezas típicas bajo condiciones de operación en gasoductos.	50
Tabla 8. Porcentaje molar máximo y mínimo de impurezas en tubería de CO ₂	54
Tabla 9. Composición del CO ₂ con sus impurezas.	64
Tabla 10. Condiciones de frontera.	68
Tabla 11. Propiedades del gasoducto.	69
Tabla 12. Perfil topográfico del gasoducto.	69
Tabla 13. Composición molar de cada caso.	81
Tabla 14. Presiones de entrada de cada caso.	83
Tabla 15. Temperatura de entrada de cada caso.	85
Tabla 16. Flujo másico para cada caso.	87
Tabla 17. Longitud de tubería para cada caso.	89
Tabla 18. Resumen de escenarios simulados y condiciones de frontera.	91
Tabla 19. Propiedades del aislante térmico.	94
Tabla 20. Resumen de estrategias evaluadas y su impacto cuantitativo.	102

Tabla 21. Recomendaciones técnicas y operativas derivadas del modelo..... 104

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Esquema general del proceso CCUS.	23
Figura 2. Ciclo del CO ₂	24
Figura 3. Diagrama P–T del CO ₂ puro indicando regiones de fase.	43
Figura 4. Curva de densidad y viscosidad del CO ₂ en función de la presión y la temperatura. ...	48
Figura 5. Lista de componentes.	65
Figura 6. Paquete de fluidos.....	67
Figura 7. Composición CO ₂ puro.....	68
Figura 8. Segmentos de la tubería.	70
Figura 9. Especificaciones de la tubería.	71
Figura 10. Especificaciones del suelo y el aislante.....	71
Figura 11. Esquema gasoducto CO ₂ puro.	72
Figura 12. Composición del CO ₂ con impurezas.....	72
Figura 13. Esquema gasoducto CO ₂ con impurezas.	73
Figura 14. Condiciones de entrada y salida del gasoducto de CO ₂ puro.	74
Figura 15. Condiciones de entrada y salida del gasoducto de CO ₂ con impurezas.	74
Figura 16. Perfil de presión a lo largo del gasoducto para ambos casos.	75
Figura 17. Perfil de temperatura a lo largo del gasoducto para ambos casos.	76
Figura 18. Datos de densidad y Cp/Cv ideal.....	78
Figura 19. Número de Mach a lo largo del gasoducto.	80
Figura 20. Esquema gasoducto Caso 1: CO ₂ al 95%.	81
Figura 21. Esquema gasoducto Caso 2: CO ₂ al 96%.	82

Figura 22. Esquema gasoducto Caso 3: CO₂ al 99%. 82

Figura 23. Esquema gasoducto Caso 4: Presión de entrada de 1350 psig. 83

Figura 24. Esquema gasoducto Caso 5: Presión de entrada de 1500 psig. 84

Figura 25. Esquema gasoducto Caso 6: Presión de entrada de 1600 psig. 84

Figura 26. Esquema gasoducto Caso 7: Temperatura de entrada de 91 °F..... 85

Figura 27. Esquema gasoducto Caso 8: Temperatura de entrada de 95 °F..... 86

Figura 28. Esquema gasoducto Caso 9: Temperatura de entrada de 120 °F..... 86

Figura 29. Esquema gasoducto Caso 10: Flujo másico de 30 MMSCFD. 87

Figura 30. Esquema gasoducto Caso 11: Flujo másico de 50 MMSCFD. 88

Figura 31. Esquema gasoducto Caso 12: Flujo másico de 60 MMSCFD. 88

Figura 32. Esquema gasoducto Caso 13: Longitud de tubería de 48 km..... 89

Figura 33. Esquema gasoducto Caso 14: Longitud de tubería de 72 km..... 90

Figura 34. Esquema gasoducto Caso 15: Longitud de tubería de 96 km..... 90

Figura 35. Esquema gasoducto Optimización 1: Compresión intermedia..... 93

Figura 36. Esquema gasoducto Optimización 2: Aislamiento térmico..... 95

Figura 37. Esquema gasoducto Optimización 3: Control de temperatura. 96

Figura 38. Ajuste de gradiente de presión máxima para selección de diámetro..... 97

Figura 39. Resultados de selección de diámetro. 98

Figura 40. Criterios del sistema..... 98

Figura 41. Esquema gasoducto Optimización 4: Diámetro de la tubería. 99

Figura 42. Diagrama de optimización multiobjetivo. 100

Figura 43. Comparación del desempeño de la presión antes y después de aplicar estrategias de optimización..... 103

Figura 44. Comparación del desempeño de la temperatura antes y después de aplicar estrategias de optimización..... 103

Glosario

Ar: Argón

CCUS: Captura, uso y almacenamiento de carbono

CH₄: Metano

CO: Monóxido de carbono

CO₂: Dióxido de carbono

H₂O: Agua

H₂S: Sulfuro de hidrógeno

N₂: Nitrógeno

O₂: Oxígeno

Resumen

Título: Modelamiento termohidráulico del transporte de CO₂ en gasoductos: Análisis de parámetros operacionales y estrategias de optimización*

Autor: Mahilit Alejandra Valbuena Bohorquez, Laura Valentina Rivera Basto**

Palabras Clave: Dióxido de carbono, Gasoductos, Simulación, Optimización

Descripción: Este trabajo presenta el modelamiento termohidráulico del transporte de CO₂ en gasoductos, con el objetivo de analizar los parámetros operacionales que afectan su desempeño y proponer estrategias de optimización orientadas a mejorar la eficiencia energética y la seguridad del sistema.

El modelamiento se basa en el uso de ecuaciones de estado apropiadas para el CO₂ y considera las impurezas presentes en el gas proveniente de emisiones industriales. Para evaluar el comportamiento del fluido bajo condiciones reales, se emplean simulaciones computacionales que permiten estudiar variables críticas como presión, temperatura, densidad, viscosidad y pérdidas de energía, integrando además el número de Mach para una caracterización precisa de las propiedades termofísicas y del flujo. Los resultados evidencian que las pérdidas de presión y energía están fuertemente influenciadas por el diámetro de la tubería, las condiciones de operación y el intercambio térmico con el entorno.

Asimismo, se observa que la implementación de estrategias como la compresión intermedia, el aislamiento térmico y el control de temperatura contribuye significativamente a reducir las pérdidas térmicas y mantener condiciones operativas dentro de la región monofásica, evitando transiciones de fase que comprometan la seguridad del sistema.

En conclusión, el estudio demuestra que un adecuado control de las variables termodinámicas y de diseño permite optimizar el transporte de CO₂ en gasoductos, garantizando condiciones de operación seguras y eficientes. Estos resultados aportan criterios técnicos relevantes para el diseño y operación de sistemas CCUS, contribuyendo al desarrollo de soluciones viables para la descarbonización del sector energético.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas. M.Sc. Ingeniería Química

Abstract

Title: Thermohydraulic Modeling of CO₂ Transport in Pipelines: Analysis of Operational Parameters and Optimization Strategies*

Author: Mahilit Alejandra Valbuena Bohorquez, Laura Valentina Rivera Basto**

Key Words: Carbon dioxide, Pipelines, Simulation, Optimization

Description: This work presents the thermo-hydraulic modeling of CO₂ transport in pipelines, with the objective of analyzing the operational parameters that affect its performance and proposing optimization strategies aimed at improving energy efficiency and system safety.

The modeling is based on the use of appropriate equations of state for CO₂ and considers the impurities present in the gas from industrial emissions. To evaluate the fluid behavior under real conditions, computational simulations are used to study critical variables such as pressure, temperature, density, viscosity, and energy losses, also incorporating the Mach number for a precise characterization of thermophysical properties and flow behavior.

The results show that pressure and energy losses are strongly influenced by pipeline diameter, operating conditions, and heat exchange with the surroundings. Additionally, it is observed that implementing strategies such as intermediate compression, thermal insulation, and temperature control significantly contributes to reducing heat losses and maintaining operating conditions within the single-phase region, avoiding phase transitions that could compromise system safety.

In conclusion, the study demonstrates that proper control of thermodynamic and design variables allows for the optimization of CO₂ transport in pipelines, ensuring safe and efficient operating conditions. These results provide relevant technical criteria for the design and operation of CCUS systems, contributing to the development of viable solutions for the decarbonization of the energy sector.

* Degree Work

** Faculty of Physical and Chemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas. M.Sc. Chemical Engineering

Introducción

El incremento sostenido de las concentraciones de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera constituye uno de los principales factores asociados al cambio climático y a la necesidad de implementar estrategias de mitigación en sectores industriales intensivos en carbono. En este contexto, la Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) se ha consolidado como una alternativa tecnológica complementaria para reducir emisiones inevitables en procesos industriales y energéticos. No obstante, la efectividad de estos sistemas depende de la integración eficiente de todas sus etapas, siendo el transporte de CO₂ una de las etapas más críticas dentro del proceso CCUS.

Aunque el transporte por gasoductos es reconocido como la opción más eficiente para movilizar CO₂ en condiciones densas o supercríticas, su diseño y operación presentan desafíos técnicos asociados al comportamiento termodinámico del fluido, a la variación de propiedades físicas bajo cambios de presión y temperatura, y a la presencia de impurezas provenientes de corrientes industriales. Generalmente el CO₂ capturado no se encuentra en estado puro, lo que puede incrementar la caída de presión y afectar la estabilidad operativa del sistema.

En este contexto, el presente trabajo desarrolla un modelo termohidráulico unidimensional en estado estacionario para simular el transporte de CO₂ por gasoductos utilizando herramientas de simulación computacional, empleando la ecuación de estado de Peng–Robinson para la estimación de propiedades termodinámicas, donde se busca comparar y analizar el comportamiento del CO₂ en diferentes casos de estudio. Se modeló un gasoducto con especificaciones geométricas, térmicas y operacionales realistas, incluyendo perfil topográfico

segmentado, propiedades del suelo, condiciones ambientales y características del material de la tubería.

Adicionalmente, se desarrollaron varios casos de optimización operativa, en los cuales se analizaron ajustes en condiciones de presión de entrada, temperatura y parámetros hidráulicos con el objetivo de identificar configuraciones operativas que minimicen pérdidas energéticas, mantengan estabilidad de fase y mejoren la eficiencia del transporte.

Este trabajo aporta elementos técnicos que permiten evaluar de manera detenida la viabilidad de proyectos CCUS desde la etapa de planificación del transporte de CO₂, uno de los factores que más incide en los costos, la seguridad y la sostenibilidad del sistema. Al desarrollar diversos escenarios de optimización operativa, la investigación reduce los niveles de riesgo asociados al diseño y operación de gasoductos, facilitando decisiones más informadas y responsables. De esta manera, se fortalecen las condiciones técnicas necesarias para el desarrollo de sistemas de transporte más eficientes y seguros, orientados a la reducción efectiva de emisiones y al cumplimiento de compromisos ambientales a largo plazo.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Desarrollar un modelo termohidráulico para analizar el comportamiento del CO₂ en gasoductos, evaluando el impacto de variables operativas y proponiendo estrategias para optimizar su transporte en fase gaseosa, supercrítica o bifásica.

1.2 Objetivos Específicos

Analizar el comportamiento termodinámico del CO₂ en gasoductos, evaluando la influencia de variables como temperatura, presión y composición en su fase de transporte y la posible formación de fases líquidas.

Plantear un modelo numérico termohidráulico que represente el comportamiento del CO₂ en gasoductos, integrando ecuaciones de conservación de masa, cantidad de movimiento y energía, y validándolo con datos experimentales o de campo.

Evaluar el impacto de impurezas en la eficiencia del transporte y la integridad del gasoducto, determinando su efecto sobre la presión de operación, pérdidas energéticas y posibles estrategias de mitigación.

Proponer estrategias de optimización para el diseño y operación de gasoductos de CO₂, identificando condiciones operativas óptimas que minimicen pérdidas de presión y consumo energético, considerando estrategias como compresión intermedia y control de temperatura.

2. Marco contextual del transporte de CO₂

2.1 Cambio climático y rol del CO₂

El dióxido de carbono (CO₂) es ampliamente reconocido como el principal gas de efecto invernadero de origen antropogénico y uno de los factores más influyentes en el cambio climático global. Su importancia radica en su capacidad para contribuir de manera significativa al forzamiento radiativo y en su permanencia prolongada en la atmósfera, lo que favorece la acumulación de calor y el aumento sostenido de la temperatura media del planeta (Shaffer, 2009; Jacobson, 2010; Friedlingstein et al., 2020). A diferencia de otros gases de efecto invernadero de vida corta, el CO₂ ejerce un impacto climático persistente, lo que lo convierte en un elemento central en las estrategias de mitigación del calentamiento global.

Diversos estudios han señalado que el CO₂ representa la mayor proporción del forzamiento radiativo asociado a las actividades humanas, consolidando su papel como uno de los principales impulsores del calentamiento global (Hansen et al., 1997; Friedlingstein et al., 2020). Su influencia sobre el balance energético de la Tierra ha sido ampliamente documentada, lo que refuerza la necesidad de monitorear y controlar sus emisiones como parte de las estrategias orientadas a mitigar el cambio climático (Joos y Spahni, 2008; Jayakrishnan et al., 2022).

Sin embargo, la literatura coincide en que las estrategias basadas únicamente en la reducción directa de emisiones no son suficientes para alcanzar los objetivos climáticos globales, especialmente en sectores industriales caracterizados por procesos intensivos en carbono. En estas actividades, una fracción significativa de las emisiones de CO₂ se encuentra asociada a procesos productivos inherentes, lo que limita la efectividad de medidas convencionales como la eficiencia energética o la sustitución de fuentes de energía (Forner y Díaz, 2023; Jin et al., 2025). En este

contexto, se reconoce la necesidad de complementar las estrategias de mitigación con enfoques adicionales que permitan gestionar el CO₂ emitido, integrando soluciones tecnológicas y cambios estructurales en los sistemas industriales (Sansavini et al., 2024; Ravuluri et al., 2025).

2.2 Captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS)

En respuesta a las limitaciones de las estrategias basadas exclusivamente en la reducción directa de emisiones, la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) ha surgido como un enfoque complementario dentro de las estrategias de transición energética, particularmente relevante para sectores industriales con procesos intensivos en carbono. La literatura señala que la CCUS permite gestionar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) generadas en actividades donde las alternativas convencionales de descarbonización presentan restricciones técnicas o económicas (Barasa y Olanrewaju, 2023; Brigagão et al., 2023; Gu et al., 2023).

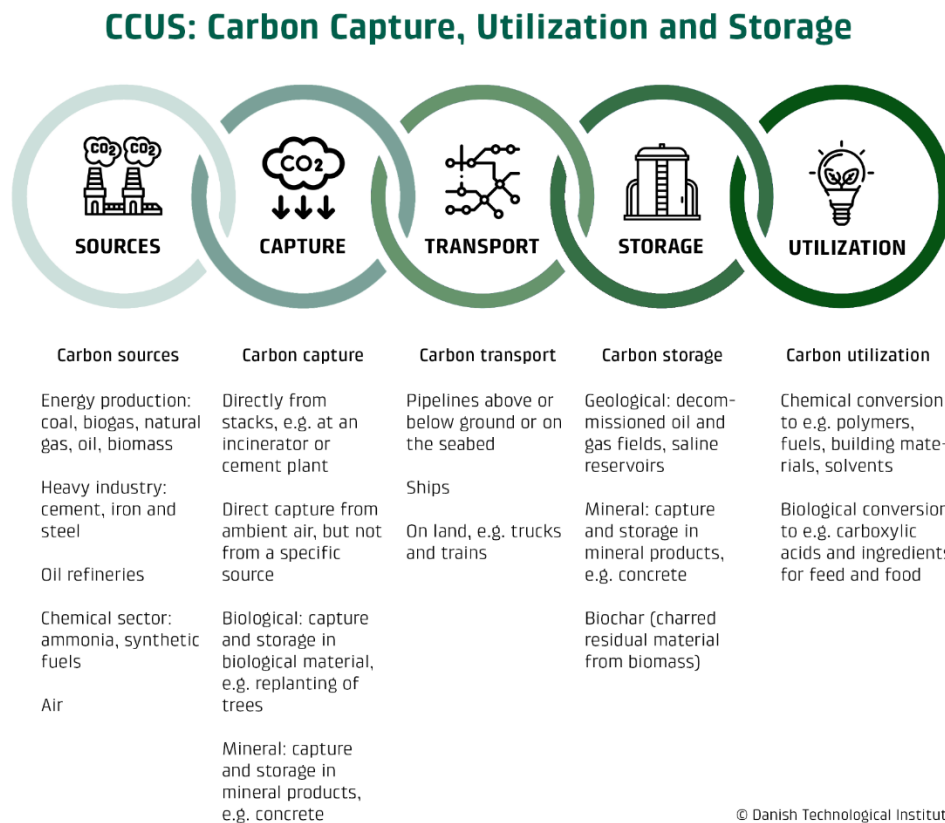
El principal aporte de la CCUS radica en su capacidad para capturar el CO₂ directamente en la fuente emisora, evitando su liberación a la atmósfera y permitiendo su posterior gestión. Este enfoque resulta especialmente pertinente en industrias como la del cemento y el acero, en las que una proporción significativa de las emisiones está asociada a los propios procesos productivos. En estos contextos, la CCUS se reconoce como una solución que permite avanzar en la reducción de la huella de carbono sin comprometer la continuidad operativa de los sistemas industriales existentes (Brigagão et al., 2023; Gu et al., 2023).

Adicionalmente, la CCUS incorpora la posibilidad de utilizar el CO₂ capturado como materia prima para la producción de combustibles, progasoductos químicos y otros materiales, lo que introduce un enfoque de valorización del carbono alineado con principios de economía

circular. Esta alternativa ha sido identificada como un factor que puede mejorar la viabilidad técnica y económica de los sistemas CCUS, al transformar un flujo residual en un recurso con potencial valor agregado (Jung et al., 2020; Ruttinger et al., 2021). Asimismo, la integración de la CCUS con tecnologías emergentes, como la bioenergía con captura de carbono o la producción de hidrógeno, ha sido señalada como una vía prometedora para ampliar su impacto en los procesos de descarbonización industrial (Brigagão et al., 2023; Gupta et al., 2023; Leuratti et al., 2025).

Desde el punto de vista técnico-operativo, la CCUS se estructura a través de una cadena de valor compuesta por etapas interdependientes que incluyen la captura del CO₂, su acondicionamiento mediante compresión, el transporte hacia los sitios de utilización o almacenamiento y su disposición final. La adecuada articulación de estas etapas es fundamental para garantizar la eficiencia y seguridad del sistema, destacándose el transporte del CO₂ como un elemento habilitador para la integración efectiva de la CCUS en los sistemas industriales y energéticos existentes (Pereira et al., 2023; Jun et al., 2024; Wang et al., 2024).

Figura 1. Esquema general del proceso CCUS.



Nota. Tomado de Danish Technological Institute (s.f.).

No obstante, la implementación de la CCUS a gran escala enfrenta desafíos asociados a los costos de inversión, el desarrollo de infraestructura y los marcos regulatorios. Diversos estudios destacan que la adopción de estas tecnologías depende en gran medida del diseño de políticas públicas que incluyan incentivos económicos y mecanismos de fijación de precios del carbono, capaces de promover la participación del sector industrial en proyectos de gestión del CO₂ (Naims, 2016; Chang et al., 2024). En este sentido, la CCUS es ampliamente concebida como un componente de estrategias integrales de descarbonización, más que como una solución aislada (Gangoitra et al., 2023).

La naturaleza integrada de la CCUS implica que el desempeño global del sistema está condicionado por la interacción entre sus distintas etapas. En particular, el transporte del CO₂ actúa como el vínculo funcional entre la captura y el almacenamiento o utilización, por lo que cualquier limitación técnica, operativa o económica en esta etapa puede comprometer la efectividad del sistema en su conjunto. Por esta razón, la CCUS debe analizarse desde un enfoque sistémico que considere el flujo continuo del CO₂ y la interdependencia entre los distintos eslabones de la cadena de valor (Pereira et al., 2023; Jun et al., 2024).

Figura 2. *Ciclo del CO₂.*



2.3 El CO₂ como fluido de transporte en la transición energética

La efectividad en la etapa de transporte de CO₂ condiciona de manera directa la viabilidad técnica, económica y operativa de los sistemas CCUS, ya que sin un sistema de transporte adecuado el CO₂ capturado no puede ser gestionado de forma segura ni permanente (Sachde et al., 2019; Awoyomi et al., 2019; Skobelev et al., 2023).

La distribución geográfica de las fuentes de CO₂ y de los potenciales sumideros plantea desafíos logísticos que requieren soluciones de transporte confiables y escalables. En este contexto, los principales métodos de transporte identificados en la literatura incluyen las tuberías y el transporte marítimo, los cuales presentan características diferenciadas en función de la distancia, el volumen transportado y las condiciones geográficas. Las tuberías son generalmente consideradas la opción más eficiente para el transporte continuo de grandes volúmenes de CO₂ en distancias cortas a moderadas, debido a su capacidad para operar de manera estable y beneficiarse de economías de escala (Liu et al., 2017; Ho et al., 2024). Por su parte, el transporte marítimo surge como una alternativa flexible para distancias mayores o para la conexión de fuentes aisladas con sitios de almacenamiento en alta mar, ampliando el alcance geográfico de los sistemas CCUS (Awoyomi et al., 2019; Jun et al., 2024).

No obstante, el transporte de CO₂ presenta una serie de retos técnicos y operativos que deben ser abordados para garantizar su seguridad y confiabilidad. Entre estos retos se encuentran la gestión de impurezas presentes en el CO₂ capturado, la integridad estructural de las tuberías y la necesidad de mantener condiciones de presión y temperatura que aseguren un flujo estable. Diversos estudios han señalado que la presencia de impurezas puede afectar de manera significativa el comportamiento del CO₂ durante el transporte, incrementando los riesgos de

corrosión, fallas estructurales y problemas de operación (Zahid et al., 2013; Sun y Bhowmik, 2023).

Asimismo, el transporte de CO₂ a alta presión, particularmente en condiciones supercríticas, impone exigencias estrictas sobre el diseño, los materiales y la operación de las infraestructuras de transporte. Aspectos como la durabilidad de las tuberías, la prevención de fugas y la gestión de escenarios de fallo requieren el desarrollo de herramientas avanzadas de monitoreo, modelación y simulación, que permitan evaluar el comportamiento del CO₂ bajo condiciones operativas variables y mitigar los riesgos asociados (Munkejord et al., 2019; Bing et al., 2023; Qi et al., 2024).

Adicionalmente, la expansión de las redes de transporte de CO₂ enfrenta desafíos económicos y regulatorios significativos. El desarrollo de infraestructuras a gran escala implica inversiones elevadas y una planificación integrada que considere simultáneamente la captura, el transporte y el almacenamiento. A esto se suman las exigencias normativas y las preocupaciones relacionadas con la aceptación pública, las cuales influyen en el trazado, la operación y el despliegue de nuevas infraestructuras de transporte de CO₂ (Broecks et al., 2021; Breunig et al., 2022; Guo et al., 2016).

En este contexto, el transporte de CO₂ se reconoce como un componente crítico para el éxito de la CCUS, cuya optimización requiere un entendimiento detallado de los fenómenos termodinámicos, hidráulicos y operativos involucrados. El análisis y modelamiento del comportamiento del CO₂ durante su transporte por gasoductos se convierte, por tanto, en un elemento clave para garantizar la seguridad, eficiencia y viabilidad de los sistemas CCUS a gran escala.

2.4 Opciones de transporte de CO₂

La literatura identifica diversas opciones de transporte, entre las que se destacan las tuberías, los buques y el transporte terrestre por camión, cada una con ventajas y limitaciones que dependen de factores como la distancia, el volumen transportado, la infraestructura disponible y la rentabilidad económica del proyecto.

Desde el punto de vista técnico, el transporte por tuberías es generalmente considerado la alternativa más eficiente para el manejo de grandes volúmenes de CO₂, especialmente en distancias cortas a moderadas. Una de sus principales ventajas es la posibilidad de operar de manera continua, lo que permite maximizar la eficiencia operativa y aprovechar economías de escala (Roussanaly et al., 2013). Adicionalmente, las tuberías pueden diseñarse para transportar el CO₂ en condiciones de alta densidad, lo que incrementa la capacidad de transporte y reduce los costos unitarios por tonelada (Seo et al., 2015; Munkejord et al., 2019). No obstante, esta alternativa requiere inversiones iniciales elevadas asociadas al desarrollo de infraestructura y enfrenta retos relacionados con aspectos normativos, uso del suelo y aceptación social (Seo et al., 2016; Wu et al., 2023).

En contraste, el transporte marítimo de CO₂ se presenta como una opción viable para distancias largas, particularmente cuando las fuentes de captura se encuentran alejadas de los sitios de almacenamiento o cuando estos se localizan en alta mar. Este método ofrece una mayor flexibilidad en la selección de rutas y reduce la necesidad de infraestructuras terrestres extensas, lo que resulta atractivo en regiones con alta densidad poblacional o restricciones ambientales (Munkejord et al., 2019; McNeil y Lockett, 2025). Sin embargo, el transporte marítimo implica procesos adicionales de licuefacción, almacenamiento intermedio y manipulación del CO₂, lo que

incrementa la complejidad operativa y los costos totales del sistema (Kang et al., 2015; Roussanaly et al., 2021).

Por su parte, el transporte terrestre por camión se emplea principalmente en aplicaciones de menor escala o como solución complementaria en ausencia de infraestructura de tuberías. Esta alternativa ofrece una elevada flexibilidad logística y una menor inversión inicial, lo que la hace adecuada para proyectos piloto o sistemas de captura descentralizados (McNeil y Lockett, 2025). No obstante, su capacidad de transporte es limitada y los costos operativos aumentan significativamente con la distancia, lo que restringe su viabilidad para el transporte de grandes volúmenes de CO₂ a larga distancia (Mahbub y Ribberink, 2024; Jun et al., 2024).

Desde el punto de vista económico, el costo del transporte de CO₂ en sistemas CCUS no puede representarse mediante un valor único, ya que depende de múltiples factores como la distancia, el caudal transportado, la fase del fluido y las condiciones operativas del sistema. Por esta razón, la literatura reporta rangos de costos que varían según el contexto de cada estudio. En particular, se ha evidenciado una alta variabilidad en los costos de transporte por gasoducto, pudiendo diferir hasta en un orden de magnitud bajo condiciones similares, debido a diferencias en los modelos utilizados, los supuestos de diseño y las condiciones de operación. Esta variabilidad está fuertemente influenciada por parámetros como el diámetro de la tubería, el caudal transportado y la caída de presión, los cuales determinan tanto los costos de inversión como de operación. Asimismo, algunos enfoques tienden a subestimar los costos reales al basarse en infraestructuras de gas natural, sin considerar completamente los requerimientos específicos del transporte de CO₂ (Knoope et al., 2013).

En términos cuantitativos, estudios recientes reportan que el transporte por gasoducto en fase densa o supercrítica presenta costos en el rango de 0,02 a 0,07 USD/ton·km, lo que

corresponde aproximadamente a 2–14 USD/tonCO₂ para distancias del orden de 250 km. Estos valores reflejan el efecto de economías de escala, donde el incremento en el caudal transportado reduce significativamente el costo unitario, consolidando a los gasoductos como la alternativa más eficiente para el transporte a gran escala (Wu et al., 2024; Ampomah et al., 2024; Tao et al., 2021).

Por otro lado, el transporte marítimo presenta costos típicos en el rango de 6 a 25 USD/tonCO₂ para distancias medias a largas, siendo una alternativa viable especialmente en contextos offshore o cuando no existe infraestructura de tuberías. Sin embargo, estos costos dependen significativamente de factores como la capacidad de los buques, la distancia de transporte y la fase en la que se maneja el CO₂ (Ampomah et al., 2024; Perez et al., 2012).

En contraste, el transporte por camión presenta los mayores costos relativos, con valores que pueden superar los 30 USD/tonCO₂, lo que limita su aplicación a distancias cortas o como alternativa complementaria en ausencia de infraestructura dedicada.

Tabla 1. *Comparación de rutas de transporte de CO₂: gasoductos, buques y camiones.*

Métodos de transporte	Ventajas	Desventajas
Gasoductos	Gran volumen de transporte.	
	Bajo costo por unidad	
	transportada.	Alta inversión inicial en
	No se ve afectado por el	infraestructura.
	clima ni el tráfico.	Requiere control estricto de
	Buena economía a largo plazo.	presión y temperatura.
	Tecnología madura.	

	No están limitados	
	estrictamente por origen de	
	destino (ideal para largas	Requieren control estricto de
	distancias y transporte	presión y temperatura.
Buques	internacional).	Dependencia de puertos y
	Buena economía a gran	terminales especializadas.
	escala.	
	Tecnología desarrollada.	

	No requieren construcción de	
	infraestructura fija.	Costos de transporte altos.
	Flexibilidad en rutas y	Vulnerables al clima y al
	destinos.	tráfico.
Camiones	Útiles para distancias cortas y	Altos costos de combustible y
	volúmenes pequeños.	mano de obra.

En términos generales, la literatura coincide en que el transporte por tuberías se convierte en la opción más eficiente cuando se requiere movilizar grandes volúmenes de CO₂ de manera continua y en distancias moderadas a largas. En estos escenarios, los costos fijos asociados a la infraestructura pueden distribuirse sobre mayores flujos de CO₂, reduciendo el costo por tonelada transportada y mejorando la viabilidad económica del sistema (Roussanaly et al., 2014; Chen et al., 2022). Asimismo, el uso de infraestructura compartida y la proximidad a redes existentes pueden incrementar significativamente la eficiencia y competitividad de esta alternativa (Brownsort et al., 2016).

En conjunto, aunque cada opción de transporte presenta ventajas específicas según el contexto del proyecto, el transporte por gasoductos se consolida como la alternativa preferente para el despliegue de sistemas CCUS a escala industrial. Esta predominancia justifica que los estudios técnicos y de optimización se enfoquen principalmente en el análisis del comportamiento del CO₂ durante su transporte por tuberías, lo cual se aborda con mayor detalle en las siguientes secciones.

2.5 Transporte de CO₂ por gasoductos

El transporte de dióxido de carbono (CO₂) por gasoductos constituye la opción más viable y ampliamente estudiada dentro de la cadena CCUS, especialmente para el manejo de grandes volúmenes de CO₂ de manera continua. Desde el punto de vista operativo, estos sistemas requieren condiciones específicas de presión y temperatura con el fin de garantizar un flujo estable, minimizar riesgos asociados a cambios de fase y preservar la integridad de la infraestructura.

En términos de presión, la literatura indica que los gasoductos de CO₂ suelen operar a valores superiores a la presión crítica del fluido, manteniéndose frecuentemente por encima de los 80 bar, con el objetivo de asegurar el transporte en fase densa o supercrítica. En aplicaciones específicas, como proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR), se han reportado presiones superiores a 30 bar, aunque para transporte a largas distancias se prefieren presiones más elevadas debido a la mayor eficiencia volumétrica que ofrece el CO₂ en estado supercrítico (Woolley et al., 2014; Choi et al., 2010).

Respecto a la temperatura, el CO₂ transportado por gasoductos puede encontrarse en un rango amplio, típicamente entre -20 °C y 50 °C, dependiendo de las condiciones ambientales, la profundidad de enterramiento de la tubería y las características del fluido. No obstante, diversos

estudios señalan que un rango operativo entre 10 °C y 40 °C resulta favorable para mantener condiciones estables de flujo y evitar fenómenos indeseados como la formación de hidratos o hielo seco (Choi et al., 2010). Durante eventos de despresurización o variaciones operativas, el enfriamiento por efecto Joule–Thomson puede provocar descensos significativos de temperatura, incrementando el riesgo de bloqueos y problemas operativos (Liu et al., 2019; Chen et al., 2022).

El transporte de CO₂ se realiza preferentemente en estado supercrítico, alcanzado a presiones superiores a 73,8 bar y temperaturas mayores a 31,1 °C, debido a las ventajas asociadas a su alta densidad y comportamiento cercano al de un líquido. Estas condiciones permiten reducir el diámetro de las tuberías y optimizar el consumo energético del sistema de transporte (Woolley et al., 2014).

No obstante, el funcionamiento de los gasoductos de CO₂ implica una serie de riesgos técnicos y operativos que deben ser cuidadosamente gestionados. Uno de los más relevantes es la corrosión, especialmente cuando el CO₂ contiene trazas de agua o impurezas como oxígeno o sulfuro de hidrógeno, las cuales pueden acelerar los mecanismos de degradación de los materiales y comprometer la integridad estructural de la tubería (Wang et al., 2019; Ayello et al., 2010; Benkhedda et al., 2024). Por esta razón, el control de la calidad del CO₂, particularmente del contenido de agua —generalmente mantenido por debajo de 600 ppm—, es considerado un requisito crítico de diseño y operación (Choi et al., 2010; Yang et al., 2023).

Adicionalmente, existen riesgos asociados a fugas y fracturas, que pueden originarse por defectos de fabricación, impactos externos, corrosión localizada o tensiones inducidas por variaciones de presión y temperatura. Las despresurizaciones rápidas pueden generar expansiones bruscas del CO₂, incrementando la probabilidad de fracturas frágiles o dúctiles, especialmente en condiciones de baja temperatura (Aursand et al., 2016; Shang et al., 2025; Liu et al., 2024).

Los riesgos geológicos, como deslizamientos de tierra, sismos o subsidencia del terreno también representan una amenaza para la integridad de los gasoductos, lo que resalta la importancia de estudios geotécnicos detallados y sistemas de monitoreo continuo durante la operación (Honegger et al., 2010). Asimismo, las liberaciones accidentales de CO₂ pueden generar impactos ambientales y riesgos para la seguridad humana, particularmente en zonas pobladas, lo que exige el cumplimiento de estrictas normativas de diseño y planes de gestión de emergencias (Dagdougui et al., 2010; Zhang y Wu, 2011).

En conjunto, el transporte de CO₂ por gasoductos requiere un diseño cuidadoso que considere tanto las condiciones operativas como los riesgos asociados, incorporando márgenes de seguridad, límites de presión máxima admisible (MAOP) y estrategias de mitigación frente a escenarios de fallo (Chen et al., 2022; Ophoff et al., 2024).

Tabla 2. *Propiedades críticas y termodinámicas básicas del CO₂ y gases asociados.*

Gas	Temperatura crítica, Tc (°C)	Presión crítica, Pc (bar)	Propiedades termodinámicas clave	Relevancia en petróleo y gas
CO ₂	31,1	73,8	Alta densidad, baja viscosidad, alta compresibilidad, alta solubilidad en crudo	CCUS, transporte por gasoductos, EOR, almacenamiento geológico

CH ₄ (Metano)	-82,6	45,8	Baja densidad, alta movilidad, alta compresibilidad, baja solubilidad en agua	Principal componente del gas natural, diseño de infraestructura
N ₂ (Nitrógeno)	-147	33,9	Gas inerte, baja densidad, baja solubilidad en petróleo	Gas de inyección alternativo, referencia en procesos O&G
H ₂ S (Sulfuro de hidrógeno)	100,4	89,6	Muy tóxico, corrosivo en presencia de agua, alta solubilidad	Control de impurezas, seguridad y selección de materiales
H ₂ O (trazas)	374	221	Favorece corrosión, formación de ácido carbónico y posibles hidratos	Deshidratación obligatoria en sistemas de CO ₂ y gas natural

2.6 Proyectos de transporte de CO₂ a nivel mundial

La literatura reporta múltiples proyectos en operación que demuestran la viabilidad técnica de este tipo de infraestructura en distintas condiciones geográficas y operativas (Jackson, 2020; Onyebuchi et al., 2018).

Diversos proyectos a escala comercial utilizan el transporte de CO₂ principalmente para aplicaciones de recuperación mejorada de petróleo (EOR), así como para almacenamiento geológico profundo en acuíferos salinos y yacimientos agotados. Entre los casos más representativos se encuentran proyectos como Gorgon (Australia), Sleipner (Noruega), Weyburn–Midale (Canadá) y Boundary Dam (Canadá), los cuales transportan entre cientos de miles y varios millones de toneladas de CO₂ por año mediante sistemas de tuberías dedicadas (Jackson, 2020; Wojnarowski et al., 2019; Handogo et al., 2022).

En la Tabla 3 se presentan algunos de los principales proyectos de transporte de CO₂ en operación a nivel mundial. Estos proyectos evidencian el papel central de las tuberías en el transporte de grandes volúmenes de CO₂, principalmente asociados a aplicaciones de recuperación mejorada de petróleo y almacenamiento geológico profundo.

Tabla 3. Principales proyectos de transporte de CO₂ en operación (por región y tipo de fuente).

Proyecto	País / Región	Tipo de fuente de CO ₂	Medio de transporte	Aplicación principal	Capacidad aproximada (MtCO ₂ /año)
Gorgon CCS Project	Australia / Oceanía	Procesamiento de gas natural	Tubería terrestre	Almacenamiento geológico profundo	3,4

Sleipner CO ₂ Storage Project	Noruega / Europa	Separación de CO ₂ en gas natural offshore	Tubería offshore	Almacenamiento en acuífero salino	1
Boundary Dam CCS Project	Canadá / Norteamérica	Central termoeléctrica a carbón	Tubería terrestre	EOR	1
Illinois Industrial CCS Project (ICCS)	Estados Unidos / Norteamérica	Producción de etanol	Tubería terrestre	EOR	1
Tomakomai CCS Demonstration Project	Japón / Asia	Producción de hidrógeno	Tubería terrestre y offshore	Almacenamiento geológico offshore	0,3
Porthos Project	Países Bajos / Europa	Industria pesada (refinerías y petroquímica)	Tubería terrestre y offshore	Almacenamiento geológico en el Mar del Norte	2,5
Acorn CCS Project	Reino Unido / Europa	Procesos industriales y gas natural	Tubería terrestre y offshore	Almacenamiento geológico offshore	1

Si bien estos proyectos evidencian un alto grado de madurez tecnológica en países con infraestructura CCUS consolidada, la literatura también señala que en otras regiones el desarrollo del transporte de CO₂ se encuentra en etapas tempranas, limitándose a estudios de factibilidad, proyectos piloto o propuestas conceptuales, sin infraestructura de transporte aún operativa (Onyebuchi et al., 2018; Roussanaly et al., 2014).

En este contexto, países como Colombia presentan iniciativas asociadas a la identificación de clústeres industriales emisores y evaluaciones preliminares de almacenamiento geológico, mientras que la infraestructura de transporte de CO₂ permanece en fases de planificación o análisis técnico, sin proyectos comerciales en operación. La Tabla 4 presenta un resumen de los principales clústeres y estudios relacionados con el transporte de CO₂ en Colombia, así como su estado actual de desarrollo.

Tabla 4. *Proyectos piloto de transporte de CO₂ en Colombia asociados a iniciativas CCUS.*

Región / Clúster	Tipo de fuente	Estado del transporte de CO₂
Valle Medio del Magdalena	Emisiones de refinerías y producción petrolera	Proyectos piloto y estudios; infraestructura de transporte por definir
Llanos Orientales (Meta – Casanare)	Emisiones de extracción petrolera y plantas termoeléctricas	Clústeres identificados con potencial CCUS; transporte no operativo

<p>Varias regiones (estudios nacionales)</p>	<p>Cementeras, gas natural, otras industrias</p>	<p>Estudios de almacenamiento y transporte propuestos; sin proyectos comerciales</p>
--	--	--

2.7 Desafíos técnicos y brechas en el transporte de CO₂

A pesar del desarrollo progresivo de proyectos de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) y de la operación exitosa de sistemas de transporte de CO₂ en distintos contextos internacionales, la literatura identifica múltiples desafíos técnicos y brechas tecnológicas que limitan la expansión segura y económicamente viable de estas infraestructuras. Dichas brechas se concentran principalmente en aspectos de infraestructura, diseño de gasoductos, monitoreo, integración de la cadena CCUS, marcos regulatorios y viabilidad económica (Onyebuchi et al., 2018; Sachde et al., 2019).

En términos de infraestructura, uno de los principales obstáculos corresponde a la ausencia de gasoductos dedicados al transporte de CO₂ en muchas regiones. Aunque se ha planteado la reutilización de gasoductos existentes, diversos estudios advierten que esta alternativa requiere evaluaciones rigurosas de compatibilidad mecánica, termodinámica y de seguridad, debido a las diferencias entre el CO₂ y otros gases tradicionalmente transportados, así como a los riesgos asociados a la despresurización rápida y a los cambios de fase (Guo et al., 2016; Onyebuchi et al., 2018).

Desde la perspectiva de materiales y diseño de gasoductos, el transporte de CO₂ — especialmente en condiciones supercríticas— impone exigencias particulares sobre la selección de aceros, recubrimientos y sistemas de compresión. La presencia de CO₂ húmedo y de impurezas

como agua, oxígeno o compuestos sulfurados puede intensificar los procesos de corrosión interna, comprometiendo la integridad estructural de las tuberías si no se implementan estrategias de control adecuadas (Choi et al., 2010; Ayello et al., 2010; Yang et al., 2023). Estas condiciones hacen necesaria la adopción de criterios de diseño específicos y tecnologías de bombeo y compresión adaptadas al comportamiento del CO₂.

Otro desafío relevante se relaciona con el monitoreo y control operacional. La literatura señala una escasez de sistemas avanzados de detección temprana de fugas y de monitoreo continuo capaces de operar de forma confiable bajo altas presiones y en escenarios de flujo transitorio. La detección tardía de fugas puede aumentar significativamente los riesgos ambientales y de seguridad, especialmente en zonas pobladas o ambientalmente sensibles (Woolley et al., 2014; Vanitha et al., 2023; Sun y Bhowmik, 2023).

En cuanto a la integración de la cadena CCUS, diversos estudios destacan que la falta de coordinación entre las etapas de captura, transporte y almacenamiento constituye una brecha crítica. La planificación fragmentada limita la optimización de rutas, la creación de clústeres industriales y el aprovechamiento de economías de escala, lo que afecta negativamente la eficiencia global de los sistemas CCUS (Jensen et al., 2013; Leonzio et al., 2020; Wang et al., 2024).

Adicionalmente, existen brechas significativas en el ámbito de la normativa y los estándares técnicos. En muchos países no se dispone de marcos regulatorios específicos para el transporte de CO₂, lo que genera incertidumbre en aspectos como los límites operativos, los protocolos de seguridad, la gestión de riesgos y la responsabilidad ante incidentes. Esta falta de regulación clara puede retrasar la toma de decisiones y la inversión en proyectos a escala comercial (Onyebuchi et al., 2018; Broecks et al., 2021).

Finalmente, los costos y factores económicos representan una de las principales barreras para el despliegue de infraestructuras de transporte de CO₂. Los altos costos de inversión inicial asociados a la construcción de gasoductos, sumados a la limitada disponibilidad de incentivos económicos y mecanismos de fijación de precios del carbono, dificultan la viabilidad financiera de proyectos piloto y comerciales, especialmente en regiones en etapas tempranas de adopción de CCUS (Roussanaly et al., 2014; Naims, 2016; Chang et al., 2024).

En conjunto, estas brechas tecnológicas y operativas evidencian la necesidad de avanzar en herramientas de modelamiento, simulación y análisis termohidráulico del transporte de CO₂, que permitan evaluar escenarios operativos complejos, optimizar el diseño de gasoductos y reducir los riesgos asociados. Este contexto justifica la relevancia de investigaciones orientadas al modelamiento termohidráulico del transporte de CO₂ en gasoductos, como base para fortalecer la seguridad, eficiencia y viabilidad de los sistemas CCUS a gran escala.

Tabla 5. *Síntesis de brechas tecnológicas identificadas en el transporte de CO₂.*

Categoría	Brecha tecnológica identificada
Infraestructura	Falta de gasoductos dedicados; adaptación de gasoductos existentes requiere estudios de compatibilidad y seguridad.
Materiales y diseño de gasoductos	Necesidad de materiales resistentes a corrosión por CO ₂ húmedo; tecnologías de compresión y bombeo específicas.
Monitoreo y control	Escasez de sistemas avanzados de detección de fugas y monitoreo a distancia en alta presión.

Integración CCUS	Coordinación insuficiente entre captura, transporte y almacenamiento; planificación limitada de rutas y clústeres.
Normativa y estándares	Falta de regulación técnica específica para transporte de CO ₂ ; ausencia de protocolos claros de operación y seguridad.
Costo y economía	Altos costos de inversión inicial; pocos incentivos económicos para viabilizar proyectos piloto a escala comercial.

3. Fundamentos teóricos y modelamiento termodinámico del CO₂

3.1 Comportamiento termodinámico del CO₂

El dióxido de carbono (CO₂) presenta un comportamiento termodinámico altamente dependiente de la presión y la temperatura, pudiendo existir en estados gaseoso, líquido, supercrítico y bifásico. La comprensión detallada de estos estados y de las transiciones de fase asociadas es fundamental para el diseño y la operación segura de sistemas de transporte por tuberías, especialmente en el contexto de aplicaciones de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS).

En condiciones ambientales, el CO₂ se comporta como un gas de baja densidad y baja viscosidad, lo que implica grandes volúmenes específicos y, por tanto, mayores requerimientos de compresión para su transporte. Al incrementarse la presión y disminuir la temperatura, el CO₂ puede pasar a estado líquido, caracterizado por una mayor densidad y un volumen reducido. Estudios previos han demostrado que, a presiones superiores a aproximadamente 10 MPa y

temperaturas moderadas, el CO₂ puede mantenerse en estado líquido sin entrar en regiones de coexistencia líquido–vapor, lo que permite una operación más estable en determinadas configuraciones de transporte (El-Maghraby et al., 2020). No obstante, el transporte en fase líquida es menos común debido a las restricciones térmicas y al riesgo de cruzar fronteras de fase durante la operación.

El estado supercrítico del CO₂ se alcanza cuando la presión y la temperatura superan sus valores críticos (31,1 °C y 7,38 MPa). En esta región, el fluido presenta una combinación de propiedades intermedias entre gas y líquido, tales como alta densidad y baja viscosidad, lo que resulta especialmente favorable para el transporte por gasoductos. Estas características permiten mayores caudales máxicos con menores pérdidas de carga, reducen los requerimientos energéticos de compresión y mejoran la eficiencia volumétrica del sistema (Wang et al., 2016; Tang et al., 2024). Por esta razón, los sistemas de transporte de CO₂ en aplicaciones CCUS se diseñan para operar en condiciones densa o supercríticas (Guo et al., 2016; Hu et al., 2021; Shang et al., 2024).

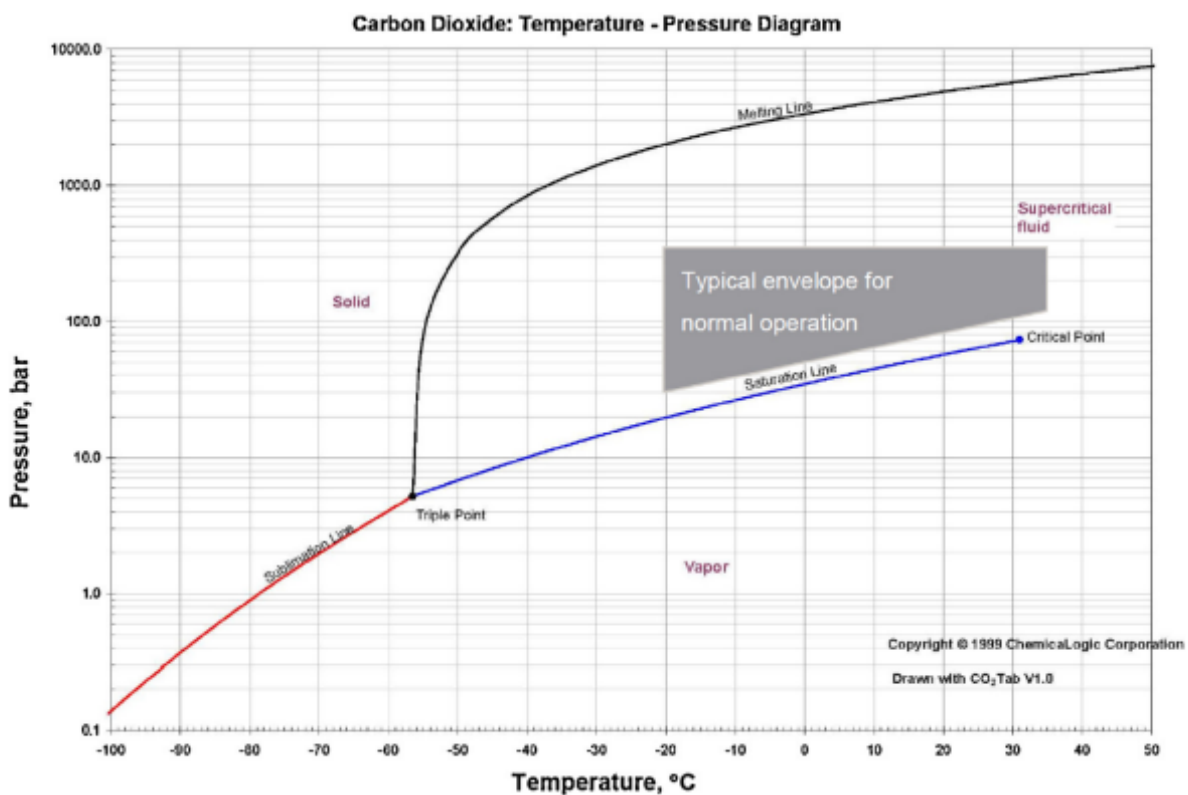
En contraste, la operación en la región bifásica, donde coexisten fases líquida y gaseosa, representa uno de los escenarios más críticos desde el punto de vista operativo. La presencia simultánea de dos fases puede generar inestabilidades en el flujo, fluctuaciones de presión, incremento de las pérdidas de carga y dificultades en el control hidráulico del sistema. Adicionalmente, durante eventos de despresurización rápida o fallas operativas, el CO₂ puede experimentar cambios abruptos de estado que, en condiciones extremas, conducen a la formación de mezclas bifásicas o incluso de CO₂ sólido, generando riesgos de bloqueo y daño estructural en la tubería (Palakodaty y Mukhopadhyay, 1997; Mahgerefteh et al., 2012; Martynov et al., 2018).

La correcta gestión del estado termodinámico del CO₂ durante el transporte exige un control riguroso de las condiciones de presión y temperatura a lo largo del ducto. La presencia de

impurezas en la corriente de CO₂, así como la posible existencia de agua, añade complejidad al comportamiento de fases y puede incrementar los riesgos de corrosión interna y fallas operativas, especialmente cuando se presentan fases líquidas (Ayello et al., 2010; Yang et al., 2023).

El análisis del comportamiento termodinámico del CO₂ se apoya de manera fundamental en el diagrama presión–temperatura (P–T), el cual permite identificar las regiones de fase, los límites de estabilidad y las condiciones críticas relevantes para el diseño de sistemas de transporte.

Figura 3. Diagrama P–T del CO₂ puro indicando regiones de fase.



Nota. Tomado de ScienceDirect (s.f.).

El diagrama P–T del CO₂ muestra claramente el punto triple, localizado alrededor de -56,6 °C y 5,1 atm, donde coexisten las fases sólida, líquida y gaseosa, así como el punto crítico, a partir del cual desaparece la distinción entre líquido y gas. La región supercrítica, situada por encima de

estos valores críticos, define el rango de operación preferido para los gasoductos de CO₂ debido a sus ventajas hidráulicas y de seguridad (Zhang et al., 2005; Bao et al., 2016).

Asimismo, el conocimiento de las curvas de burbuja y rocío resulta esencial para evitar condiciones cercanas a la envolvente de fases, donde pequeñas variaciones operativas pueden inducir cambios de estado no deseados. En consecuencia, el diseño de gasoductos de CO₂ incorpora márgenes de seguridad que garantizan la operación en una única fase, minimizando el riesgo de inestabilidades y eventos críticos (Nakayama et al., 2007; Higashi, 2005).

El comportamiento termodinámico del CO₂ y su representación mediante el diagrama P–T constituyen la base conceptual para el diseño y la operación de sistemas de transporte por gasoductos. Mantener el CO₂ en estado supercrítico no solo optimiza la eficiencia del transporte, sino que también reduce significativamente los riesgos asociados a transiciones de fase, aspecto clave para la viabilidad técnica y económica de los proyectos CCUS a gran escala.

Con base en el diagrama de fases del CO₂, es posible identificar de manera clara los rangos de presión y temperatura asociados a cada estado de fase, lo cual resulta fundamental para el análisis de su comportamiento durante el transporte en gasoductos. En la Tabla 6 se presentan de forma resumida las condiciones aproximadas que delimitan las regiones de fase gaseosa, bifásica y densa/supercrítica, junto con sus principales características termodinámicas. Esta clasificación permite establecer criterios operacionales que aseguren el flujo en una sola fase, condición indispensable para garantizar la estabilidad hidráulica y la eficiencia del sistema de transporte.

Tabla 6. Rangos de presión y temperatura para los estados de fase del CO₂.

Estado de fase	Presión	Temperatura	Condición física
Fase gaseosa	T < 31,1 °C	P < presión de saturación (≈ 1–60 bar dependiendo de T)	CO ₂ en fase vapor, baja densidad.
Fase bifásica (líquido + vapor)	–56,6 °C < T < 31,1 °C	Entre P _{sat} (T) y la curva de saturación.	Coexisten líquido y vapor.
Fase densa / supercrítica	T > 31,1 °C	P > 73,8 bar	Fluido supercrítico: densidad similar a líquido, pero viscosidad cercana a gas.

A partir de los rangos de presión y temperatura resumidos en la Tabla 6, es posible establecer un marco conceptual para definir condiciones de operación seguras durante el transporte de CO₂. En este sentido, la prevención del flujo bifásico se fundamenta en mantener el sistema operando en la región supercrítica del diagrama de fases, donde no existe distinción entre las fases líquida y gaseosa. Bajo condiciones de estado estacionario, se asume que las variables de proceso no presentan variaciones con el tiempo, por lo que el análisis se centra en la evolución espacial de la presión y la temperatura a lo largo del ducto.

No obstante, factores como las pérdidas por fricción y el intercambio térmico con el entorno generan cambios en estas variables, lo que puede acercar el sistema a la envolvente de equilibrio líquido–vapor. En consecuencia, es necesario asegurar que las condiciones operativas

se mantengan suficientemente alejadas de estos límites, reduciendo la probabilidad de transiciones de fase no deseadas (Chen et al., 2022; Wadsworth et al., 2024).

La presencia de impurezas en la corriente de CO₂ (como H₂O, N₂, CH₄, CO, H₂S o SO₂) introduce una complejidad adicional, al modificar la envolvente de fases y alterar las propiedades termofísicas del fluido. Estas pueden ampliar o desplazar la región bifásica, modificar la densidad y la viscosidad, y cambiar la presión mínima requerida para mantener condiciones monofásicas. En particular, el contenido de agua es crítico, ya que favorece la formación de hidratos o fases líquidas, incrementando riesgos de corrosión y taponamiento (Blanco et al., 2014; Gimeno et al., 2018; Olugunwa et al., 2020; Wadsworth et al., 2024; Tang et al., 2024).

En este contexto, el diseño y la operación de gasoductos requieren definir un rango operativo seguro de presión y temperatura que garantice la estabilidad de fase a lo largo de toda la tubería. Esto implica trabajar con presiones superiores a 7–11 MPa, dependiendo de la composición del fluido y de las condiciones térmicas del entorno, manteniendo el sistema alejado de la envolvente de equilibrio (Blanco et al., 2014; Hu et al., 2021; Shang et al., 2024).

3.2 Propiedades termofísicas y de transporte del CO₂

El diseño y la operación de sistemas de transporte de CO₂ por gasoductos requieren un conocimiento detallado de sus propiedades termofísicas y de transporte, dado que estas controlan el comportamiento hidráulico, térmico y energético del fluido. Entre las propiedades más críticas se encuentran la densidad, la viscosidad, la entalpía y la capacidad calorífica, las cuales presentan una fuerte dependencia de la presión, la temperatura y la composición del fluido, especialmente en condiciones cercanas al punto crítico y en régimen supercrítico.

3.2.1 Densidad

La densidad del CO₂ es una de las propiedades más influyentes en el transporte por tuberías, ya que determina el caudal másico transportado, el dimensionamiento del ducto y los requerimientos de compresión. En general, la densidad del CO₂ aumenta con la presión y disminuye con la temperatura. En condiciones supercríticas (presiones superiores a 7,38 MPa), el CO₂ puede alcanzar densidades superiores a 800 kg/m³, lo que representa una ventaja significativa frente al transporte en fase gaseosa, al permitir movilizar mayores cantidades de masa con menores volúmenes (Almeida et al., 2023; Zhu et al., 2020).

En regiones cercanas al punto crítico, pequeños cambios de presión pueden generar variaciones abruptas de densidad, fenómeno que debe ser cuidadosamente considerado en el análisis hidráulico del sistema, ya que puede inducir inestabilidades de flujo y afectar la caída de presión a lo largo del ducto (Raju et al., 2024; Zhang et al., 2023).

3.2.2 Viscosidad

La viscosidad del CO₂ controla la resistencia al flujo y tiene un impacto directo sobre las pérdidas por fricción, la selección de bombas y la potencia requerida para el transporte. Esta propiedad depende de manera compleja de la presión y la temperatura. En general, el aumento de la presión incrementa la viscosidad, mientras que el aumento de la temperatura tiende a reducirla (Zhong et al., 2016).

En condiciones supercríticas, la viscosidad del CO₂ suele disminuir de forma pronunciada hasta alcanzar la denominada temperatura pseudocrítica, a partir de la cual se estabiliza. Este comportamiento favorece el transporte, ya que permite mantener bajas pérdidas de carga incluso a altas densidades (Harris et al., 2006; Sun et al., 1992). No obstante, a presiones muy elevadas, el

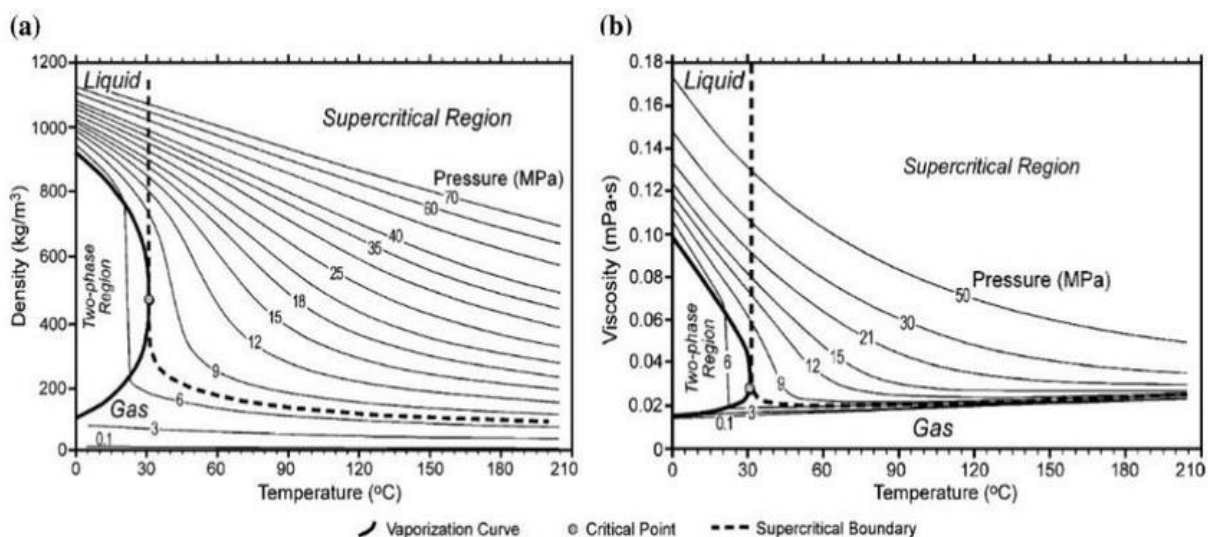
incremento de la viscosidad puede compensar parcialmente este efecto, generando mayores caídas de presión y mayores requerimientos energéticos (Bunker et al., 1997; Chen et al., 2019).

3.2.3 Implicaciones hidráulicas de la densidad y la viscosidad

La interacción entre densidad y viscosidad determina el comportamiento hidráulico del CO₂ en el ducto. Una alta densidad favorece el transporte másico, pero combinada con incrementos de viscosidad puede dar lugar a mayores pérdidas de presión. Estas variaciones son especialmente críticas en condiciones cercanas al punto crítico, donde fluctuaciones operativas pueden provocar cambios abruptos en el régimen de flujo, afectando la estabilidad del sistema (Min et al., 2018; Urata et al., 2015).

Por esta razón, el análisis conjunto de estas propiedades resulta esencial para la estimación confiable de la caída de presión y para el diseño óptimo del diámetro del ducto y de los sistemas de impulsión.

Figura 4. Curva de densidad y viscosidad del CO₂ en función de la presión y la temperatura.



Nota. Tomado de ResearchGate (s.f.).

3.2.4 Entalpía

La entalpía del CO₂ es una propiedad clave para el análisis energético y térmico del transporte por gasoductos. Depende tanto de la presión como de la temperatura y aumenta con el incremento de ambas variables, especialmente en condiciones supercríticas (Tokiwa et al., 2006). El conocimiento de la entalpía permite evaluar los intercambios de calor con el entorno, el efecto Joule–Thomson durante expansiones de presión y el riesgo de transiciones de fase no deseadas.

Una predicción adecuada de la entalpía resulta fundamental para mantener el CO₂ en una única fase durante el transporte y para evitar la formación de regiones bifásicas o sólidas que comprometan la integridad operativa del sistema (Orozco et al., 2014).

3.2.5 Capacidad calorífica

La capacidad calorífica a presión constante (C_p) describe la cantidad de energía necesaria para modificar la temperatura del CO₂ y desempeña un papel central en la gestión térmica del ducto. En condiciones supercríticas, la capacidad calorífica del CO₂ puede alcanzar valores elevados, especialmente cerca de la región pseudocrítica, lo que amplifica la sensibilidad térmica del sistema (Almeida et al., 2023; Ke et al., 2018).

Este comportamiento implica que pequeñas transferencias de calor pueden generar variaciones significativas de temperatura, afectando el estado termodinámico del fluido. Por ello, la C_p debe ser considerada explícitamente en el diseño de estrategias de aislamiento térmico y control de temperatura a lo largo del ducto.

Tabla 7. *Propiedades termofísicas del CO₂ puro y mezclado con impurezas típicas bajo condiciones de operación en gasoductos.*

Propiedad	CO₂ puro	CO₂ + N₂ (5% mol)	CO₂ + CH₄ (5% mol)	CO₂ + H₂ (5% mol)	CO₂ + O₂ (5% mol)
Densidad (ρ)	Alta en fases líquida/supercrítica	Disminuye	Disminuye	Disminuye	Disminuye
Viscosidad (μ)	Referencia estándar	Disminuye	Disminuye	Disminuye	Disminuye
Entalpía	Referencia estándar	Disminuye	Disminuye	Disminuye	Aumenta
Calor específico (C_p)	Depende de la temperatura y la presión	Disminuye o aumenta según fase	Disminuye o aumenta según fase	Disminuye o aumenta según fase	Aumenta

3.2.6 Implicaciones para el diseño y la operación de gasoductos de CO₂

Las variaciones de densidad, viscosidad, entalpía y capacidad calorífica influyen directamente en el dimensionamiento del ducto y la selección de materiales. Mantener el CO₂ en condiciones supercríticas permite aprovechar combinaciones favorables de alta densidad y baja viscosidad, optimizando el transporte y reduciendo los riesgos operativos (Yang et al., 2021; Ming et al., 2021).

En consecuencia, la caracterización precisa de estas propiedades constituye un insumo fundamental para el modelamiento termodinámico y numérico del transporte de CO₂, el cual será

abordado en las secciones siguientes mediante el análisis de ecuaciones de estado y modelos de propiedades.

3.3 Ecuaciones de estado aplicadas al CO₂

El modelamiento termodinámico del dióxido de carbono (CO₂) constituye un elemento central en el análisis y diseño de sistemas de transporte por gasoductos en aplicaciones de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). La predicción precisa de propiedades como densidad, entalpía, capacidad calorífica y comportamiento de fases depende directamente de la ecuación de estado (EOS) empleada. En la literatura se han propuesto y utilizado diversas EOS, las cuales presentan distintos niveles de complejidad, precisión y aplicabilidad según el rango de presión, temperatura y composición del fluido.

3.3.1 Ecuaciones de estado cúbicas

Las ecuaciones de estado cúbicas son ampliamente utilizadas en aplicaciones de ingeniería debido a su formulación relativamente sencilla y a su eficiencia computacional. Entre ellas, las más empleadas para el modelamiento del CO₂ son las ecuaciones de Peng–Robinson (PR) y Soave–Redlich–Kwong (SRK).

3.3.1.1 Ecuación de estado de Peng–Robinson (PR-EOS)

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m^2 + 2bV_m - b^2}$$

Donde:

P : Presión

T : Temperatura

V_m : Volumen molar

$a(T)$: Función de atracción, dependiente de la temperatura y el factor acéntrico

b : Parámetro de repulsión (volumen excluido)

La ecuación de estado de Peng–Robinson es una de las EOS cúbicas más utilizadas para el cálculo de propiedades termodinámicas de gases y fluidos supercríticos. Su formulación incluye parámetros que representan tanto el volumen molecular como las fuerzas atractivas intermoleculares, lo que le permite capturar el comportamiento no ideal del CO₂ bajo condiciones de alta presión (Cháfer et al., 2001; Mazzocoli et al., 2014).

La PR-EOS ofrece un desempeño adecuado en la predicción de propiedades PVT y en el cálculo del equilibrio vapor–líquido, siendo especialmente útil para sistemas ricos en CO₂ y mezclas que contienen impurezas como N₂ y H₂O (Tenorio et al., 2015; Corazza et al., 2003). Por esta razón, es frecuentemente empleada en simulaciones de procesos de captura y transporte de CO₂ por gasoductos, donde se requieren balances termodinámicos consistentes y tiempos de cálculo reducidos (Almeida et al., 2023).

3.3.1.2 Ecuación de estado de Soave–Redlich–Kwong (SRK-EOS)

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m(V_m + b)}$$

Donde:

P : Presión

T : Temperatura

V_m : Volumen molar

$a(T)$: Función de atracción, dependiente de la temperatura y el factor acéntrico

La ecuación de Soave–Redlich–Kwong es una modificación de la EOS de Redlich–Kwong que introduce un término dependiente de la temperatura para mejorar la representación de las fuerzas atractivas entre moléculas. Esta característica la hace especialmente útil para describir el comportamiento de fluidos en condiciones de presión y temperatura elevadas (Nasrifar & Bolland, 2004).

La SRK-EOS presenta un desempeño aceptable en el cálculo del equilibrio de fases y ha sido aplicada extensamente en sistemas que involucran CO₂ y mezclas con hidrocarburos u otros gases (Ago & Nishiumi, 1998; Jiao et al., 2023). Su simplicidad computacional la convierte en una herramienta atractiva para estudios preliminares y simulaciones de ingeniería.

La elección adecuada de la ecuación de estado es determinante para la predicción confiable de propiedades termodinámicas y de transporte del CO₂, las cuales influyen directamente en el cálculo de caídas de presión, transferencia de calor y estabilidad de fase durante el transporte por gasoductos. En este sentido, las ecuaciones de estado constituyen la base teórica sobre la cual se desarrollan los modelos numéricos empleados en el análisis termohidráulico, aspecto que será abordado en los capítulos posteriores de esta investigación.

3.4 Efecto de las impurezas en el comportamiento termodinámico

En los sistemas de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), el CO₂ transportado por gasoductos rara vez se encuentra en estado puro. Dependiendo de la tecnología de captura y de la fuente emisora, las corrientes de CO₂ pueden contener impurezas como nitrógeno (N₂), hidrógeno (H₂), metano (CH₄), oxígeno (O₂), agua (H₂O), sulfuro de hidrógeno (H₂S) y argón (Ar). La presencia de estas especies modifica significativamente las propiedades termodinámicas,

el comportamiento de fase y las condiciones críticas de la mezcla, influyendo directamente en la seguridad, eficiencia operativa y viabilidad técnica del transporte por gasoductos.

Con el fin de garantizar una operación segura y confiable de los gasoductos de CO₂, distintas normativas y estudios técnicos han propuesto límites aceptables para la concentración de impurezas en las corrientes transportadas. La Tabla 8 presenta los valores mínimos y máximos de fracción molar permitidos para las principales impurezas comúnmente encontradas en gasoductos de CO₂, de acuerdo con la literatura especializada. Estos rangos reflejan restricciones asociadas a fenómenos como la corrosión interna, la formación de fases no deseadas, el desplazamiento del punto crítico del CO₂ y el impacto sobre la caída de presión y el desempeño hidráulico del sistema.

La correcta caracterización de la composición del CO₂ y el cumplimiento de estos límites resulta fundamental para el modelamiento termohidráulico del transporte, ya que incluso pequeñas concentraciones de ciertas impurezas pueden generar desviaciones apreciables en las propiedades físicas del fluido y, por ende, en las condiciones operativas del gasoducto.

Tabla 8. *Porcentaje molar máximo y mínimo de impurezas en tubería de CO₂.*

Componente	Porcentaje molar mínimo	Porcentaje molar máximo
CO ₂	75	99,95
N ₂	0,02	10
O ₂	0,04	5
Ar	0,005	3,5
SO ₂	< 10 ⁻³	1,5
H ₂ S	0,01	1,5
NO _x	< 0,002	0,3

CO	$< 10^{-3}$	0,2
H ₂	0,06	4
CH ₄	0,7	4
H ₂ O	0,005	6,5
NH ₃	$< 10^{-3}$	3

Nota. Tomado de ScienceDirect (s.f.).

3.4.1 Influencia de las impurezas sobre las propiedades termodinámicas

Las impurezas presentes en corrientes de CO₂ capturado modifican propiedades clave como la densidad, viscosidad, compresibilidad y capacidad calorífica del fluido, las cuales son determinantes en el diseño y operación de gasoductos.

El nitrógeno (N₂) es una de las impurezas más comunes, especialmente en corrientes provenientes de gases de combustión. Su presencia reduce la densidad de la mezcla rica en CO₂ y puede incrementar la viscosidad, afectando los cálculos de caída de presión y aumentando los requerimientos energéticos para el bombeo (Yang et al., 2015; Skaugen et al., 2016). Estas variaciones impactan negativamente la eficiencia del transporte, especialmente en sistemas de larga distancia.

El hidrógeno (H₂), debido a su baja densidad y alta difusividad, incrementa el factor de compresibilidad de las mezclas de CO₂, lo que altera las relaciones presión–volumen utilizadas en el diseño de gasoductos y estaciones de compresión (Li & Yan, 2006). Además, su presencia puede modificar los regímenes de flujo, introduciendo inestabilidades hidráulicas en ciertas condiciones operativas (Skaugen et al., 2016).

El metano (CH₄), frecuente en corrientes asociadas a procesos con combustibles fósiles, también reduce la densidad de la mezcla y afecta la viscosidad del fluido transportado. Estas modificaciones influyen tanto en la eficiencia hidráulica como en el comportamiento térmico del sistema, con implicaciones directas en los requerimientos de potencia de compresión (Yang et al., 2015; Li & Yan, 2006).

El oxígeno (O₂), aunque generalmente presente en menores concentraciones, puede alterar las propiedades reológicas del CO₂ y, adicionalmente, favorecer reacciones químicas que incrementan los riesgos de corrosión en los materiales del ducto, especialmente en presencia de agua (Choi et al., 2010; Jung & Nicot, 2010).

Finalmente, el agua (H₂O) es una de las impurezas más críticas desde el punto de vista operativo. Su presencia afecta la capacidad calorífica y las propiedades térmicas del sistema, además de introducir riesgos asociados a la formación de hidratos y al aumento de la corrosión por la formación de ácido carbónico cuando el CO₂ se disuelve en agua (Choi et al., 2010; Hong et al., 2016).

3.4.2 Efecto de las impurezas sobre la envolvente de fases y las condiciones críticas

Además de modificar propiedades termodinámicas individuales, las impurezas alteran de forma significativa la envolvente de fases y las condiciones críticas de las mezclas de CO₂, lo cual tiene implicaciones directas para la operación segura de los gasoductos.

Diversos estudios han demostrado que la presencia de impurezas como N₂, CH₄ y O₂ tiende a incrementar la presión de burbuja de las mezclas ricas en CO₂, desplazando la envolvente de fases hacia presiones más elevadas en comparación con el CO₂ puro (Tenorio et al., 2015; Okoro

et al., 2023). Este efecto aumenta el riesgo de que el fluido entre en condiciones bifásicas si no se mantienen márgenes adecuados de presión durante el transporte.

Adicionalmente, ciertas impurezas pueden reducir la temperatura crítica de la mezcla, dificultando el mantenimiento del CO₂ en estado supercrítico, condición preferida para el transporte por gasoductos debido a su mayor estabilidad hidráulica y eficiencia volumétrica (Okoro et al., 2023; Bai & Lu, 2024). Estos desplazamientos en las propiedades críticas obligan a operar a presiones más altas o a implementar estrategias térmicas adicionales para evitar transiciones de fase no deseadas.

La miscibilidad entre el CO₂ y las impurezas también juega un papel relevante. Mientras que gases no condensables como N₂ y CH₄ reducen la miscibilidad y complican el control de fase, otras especies pueden modificar favorablemente ciertos equilibrios bajo condiciones específicas (Luo et al., 2019).

3.4.3 Implicaciones para la operación segura de gasoductos de CO₂

Las alteraciones en la envolvente de fases inducidas por impurezas tienen consecuencias directas sobre la seguridad operativa y el aseguramiento de flujo en los gasoductos de transporte de CO₂. La entrada en régimen bifásico puede provocar inestabilidades hidráulicas, aumentos abruptos en la caída de presión y, en casos extremos, bloqueos por formación de hidratos o acumulación de fases líquidas (Tang et al., 2024; Martynov et al., 2016).

Asimismo, el aumento de los requerimientos de presión para mantener el fluido en estado denso o supercrítico se traduce en mayores consumos energéticos y costos operativos, afectando la viabilidad económica de los proyectos CCUS (Bai & Lu, 2024; Martynov et al., 2016).

Por estas razones, la correcta caracterización de las impurezas y su incorporación en los modelos termodinámicos mediante ecuaciones de estado adecuadas resulta esencial para el diseño, la simulación y la operación segura de los sistemas de transporte de CO₂ por gasoductos.

3.5 Bases para el modelamiento termodinámico y numérico en gasoductos

El modelamiento del flujo de dióxido de carbono (CO₂) en gasoductos constituye un componente fundamental en el diseño, operación y análisis de seguridad de los sistemas de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). La simulación del comportamiento del CO₂ bajo condiciones de estado estacionario requiere la integración de modelos termodinámicos precisos con descripciones adecuadas de las propiedades de transporte y de los fenómenos térmico-hidráulicos que ocurren durante el flujo.

3.5.1 Simulación en estado estacionario

El modelamiento en estado estacionario se utiliza ampliamente para evaluar el desempeño de gasoductos bajo condiciones operativas normales. Este enfoque se basa en la resolución de las ecuaciones de conservación de masa, cantidad de movimiento y energía, asumiendo que las variables del sistema no cambian con el tiempo.

Estudios previos han implementado modelos unidimensionales que combinan balances de masa y energía para analizar la distribución de presión y temperatura a lo largo del ducto, considerando efectos de fricción, transferencia de calor e impurezas en la corriente de CO₂ (Daud, 2021). Estos modelos permiten dimensionar el sistema, estimar caídas de presión y evaluar la viabilidad operativa del transporte en condiciones estables.

4. Planteamiento del modelo termohidraulico

El modelamiento termohidráulico del transporte de CO₂ en gasoductos se realizó mediante un enfoque unidimensional y estacionario, tal como se implementa en el simulador Aspen HYSYS. En este enfoque, la tubería se representa como una sucesión de segmentos a lo largo de la dirección del flujo, en los cuales se aplican balances de masa, cantidad de movimiento y energía.

El fluido se considera compresible, permitiendo variaciones espaciales de presión, temperatura, densidad y velocidad, mientras que las variables macroscópicas permanecen constantes en el tiempo una vez alcanzado el régimen de operación.

4.1 Conservación de masa

Bajo las hipótesis del modelo adoptado, la conservación de masa en cada segmento del gasoducto se expresa como:

$$\dot{m}_{ent} = \dot{m}_{sal}$$

Lo cual implica que el caudal másico se conserva a lo largo de la tubería. De manera equivalente, el caudal másico puede expresarse como:

$$\dot{m} = \rho Av$$

Donde:

ρ : Densidad del CO₂

A : Área transversal interna de la tubería

v : Velocidad promedio del flujo

Esta expresión permite capturar los efectos de compresibilidad, dado que la densidad se actualiza localmente en función de la presión y la temperatura.

4.2 Conservación de cantidad de movimiento

La ecuación de conservación de cantidad de movimiento se expresa en forma unidimensional, considerando la caída de presión asociada a la fricción del flujo con las paredes de la tubería y los efectos de aceleración del fluido compresible:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{f\rho v^2}{2D} - \rho v \frac{\partial v}{\partial x}$$

Donde:

f : Factor de fricción, calculado a partir del número de Reynolds y la rugosidad relativa de la tubería

D : Diámetro interno.

ρ : Densidad del CO

v : Velocidad promedio del flujo

4.3 Conservación de energía

La conservación de energía, en su forma unidimensional estacionaria, se expresa como:

$$\frac{\partial T}{\partial x} = \frac{q' - v \frac{\partial p}{\partial x}}{\dot{m}c_p}$$

Donde:

T : Temperatura del fluido

q' : Representa el flujo de calor por unidad de longitud intercambiado con el entorno

c_p : Es el calor específico a presión constante

v : Velocidad promedio del flujo

Esta ecuación permite describir la evolución térmica del CO₂ a lo largo del gasoducto, considerando tanto los efectos de transferencia de calor como los asociados a la expansión o compresión del fluido.

4.4 Limitaciones del modelo termohidráulico

El modelo termohidráulico desarrollado presenta ciertas limitaciones derivadas de los supuestos adoptados y del enfoque de modelamiento empleado. En primer lugar, se asume un régimen estacionario, por lo que no se capturan efectos transitorios asociados a condiciones dinámicas como arranques, paradas o procesos de despresurización. Esto implica que el modelo no representa fenómenos dependientes del tiempo que pueden influir significativamente en el comportamiento del CO₂, especialmente en escenarios críticos de operación.

En segundo lugar, el modelo se basa en un enfoque unidimensional, lo que simplifica la descripción del flujo al considerar únicamente variaciones en la dirección axial del gasoducto. Como consecuencia, no se tienen en cuenta posibles gradientes radiales de temperatura, velocidad o propiedades del fluido, ni efectos tridimensionales que podrían presentarse en condiciones reales.

Adicionalmente, la precisión de los resultados depende de la ecuación de estado y de las correlaciones empleadas para estimar propiedades termofísicas y factores de fricción. En presencia de mezclas con múltiples impurezas o composiciones variables, estas aproximaciones pueden introducir desviaciones respecto al comportamiento real del sistema.

Por otra parte, la interacción térmica con el entorno se modela de forma simplificada, sin considerar variaciones espaciales detalladas en las propiedades del suelo, condiciones climáticas

o efectos de enterramiento a lo largo del gasoducto, lo que puede afectar la estimación de las pérdidas o ganancias de calor.

Finalmente, el modelo no incorpora fenómenos como la formación de hidratos, corrosión interna o deposición de fases sólidas, los cuales pueden ser relevantes en presencia de agua o impurezas específicas. Asimismo, la ausencia de datos experimentales propios limita la validación directa del modelo, por lo que los resultados deben interpretarse dentro del alcance de los supuestos establecidos.

4.5 Implementación del modelo en el simulador

Como se mencionó anteriormente, el modelamiento fue desarrollado mediante el simulador Aspen HYSYS (v14) de la compañía AspenTech, herramienta ampliamente utilizada en la industria de hidrocarburos por su capacidad para representar de manera rigurosa sistemas de flujo compresible en tuberías. Este software integra modelos termodinámicos avanzados que permiten estimar propiedades termofísicas mediante ecuaciones de estado como Peng-Robinson, particularmente adecuadas para el análisis del dióxido de carbono (CO₂) en condiciones cercanas y superiores al punto crítico. Asimismo, posibilita la incorporación de mezclas con impurezas, lo cual resulta fundamental en el transporte de CO₂ proveniente de fuentes industriales, donde la composición del fluido influye directamente en su comportamiento hidráulico y energético.

Desde el enfoque de la ingeniería de petróleos, Aspen HYSYS constituye una herramienta clave para el análisis, diseño y optimización de sistemas de transporte en tuberías, ya que permite simular fenómenos como la caída de presión por fricción, la transferencia de calor con el entorno y la variación de propiedades del fluido a lo largo del sistema en régimen estacionario. En este trabajo, se implementa un modelo de gasoducto con características geométricas, térmicas y

operacionales realistas, incluyendo longitud, perfil topográfico, condiciones de presión y temperatura de entrada, propiedades del suelo y corrientes de CO₂ tanto puro como con impurezas, con el propósito de evaluar integralmente el desempeño del sistema bajo distintos escenarios operacionales.

Adicionalmente, el simulador permite realizar análisis de sensibilidad y evaluar estrategias de optimización orientadas a reducir la caída de presión, minimizar las pérdidas térmicas y mejorar la eficiencia energética del transporte, en concordancia con los objetivos del presente estudio.

Para la solución del modelo, Aspen HYSYS resuelve el sistema mediante la discretización espacial del ducto en múltiples segmentos, siguiendo un enfoque basado en el método de volúmenes de control. En cada segmento, el simulador aplica de manera secuencial los balances de conservación de masa, cantidad de movimiento y energía, actualizando iterativamente las propiedades termodinámicas del CO₂ en función de las condiciones locales de presión y temperatura. Este proceso continúa hasta alcanzar la convergencia del sistema, permitiendo describir la evolución de variables como presión, temperatura, densidad y velocidad a lo largo del gasoducto, con resultados consistentes y representativos de las condiciones reales de operación.

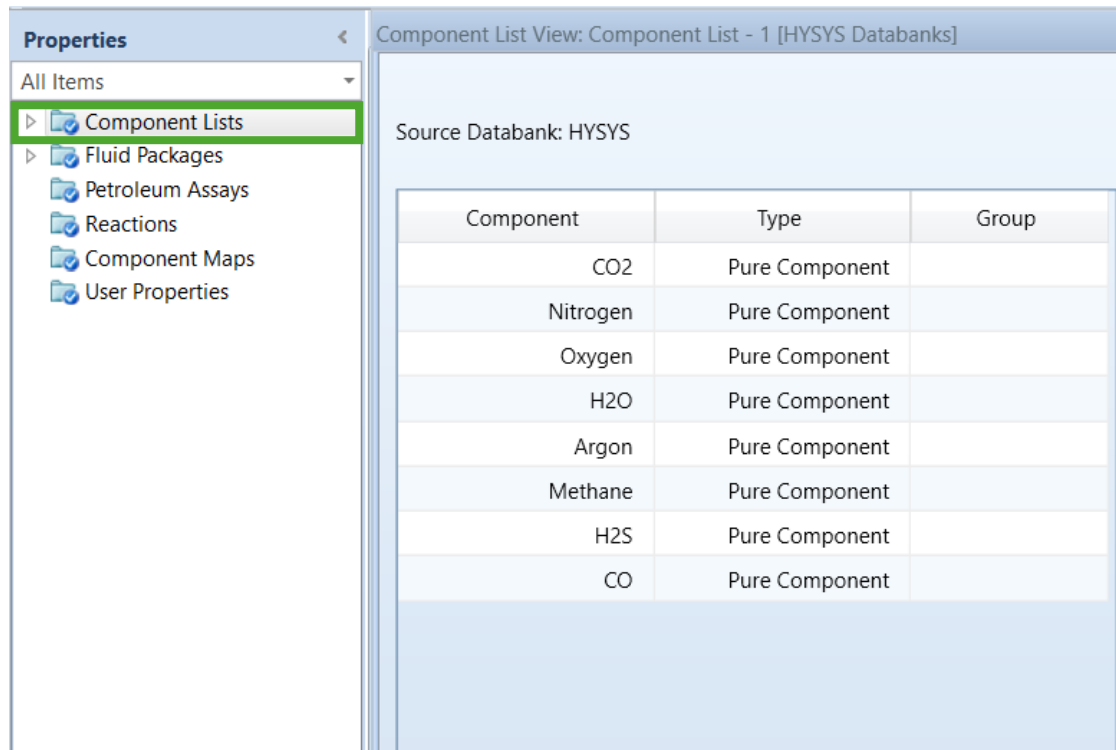
4.6 Composición del CO₂ con impurezas

Para la definición de las corrientes de entrada, se adoptará como referencia una composición de CO₂ de un gas proveniente de emisiones industriales. Esta aproximación permite representar de manera realista las condiciones típicas del CO₂ capturado en sistemas CCUS, considerando la influencia de dichas especies en las propiedades termodinámicas y en el desempeño del transporte por gasoductos.

Tabla 9. *Composición del CO₂ con sus impurezas.*

Componente	Fórmula	Fracción molar
Dióxido de carbono	CO ₂	0,974000
Nitrógeno	N ₂	0,010000
Oxígeno	O ₂	0,003000
Agua	H ₂ O	0,000005
Argon	Ar	0,002000
Metano	CH ₄	0,005000
Sulfuro de hidrogeno	H ₂ S	0,000500
Monóxido de carbono	CO	0,005495

Una vez definidos los componentes y sus respectivas fracciones molares, estos se introducen en el simulador mediante la opción “Properties”, donde posteriormente se agrega la lista de componentes, tal como se ilustra en la Figura 5.

Figura 5. Lista de componentes.

The screenshot shows the 'Component List View' in Aspen HYSYS. The left sidebar shows a tree view with 'Component Lists' selected. The main area displays a table of components from the HYSYS databank.

Component	Type	Group
CO2	Pure Component	
Nitrogen	Pure Component	
Oxygen	Pure Component	
H2O	Pure Component	
Argon	Pure Component	
Methane	Pure Component	
H2S	Pure Component	
CO	Pure Component	

Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

4.7 Selección de ecuación de estado

En la Figura 6 se presenta la selección del paquete de propiedades Peng-Robinson (PR) en Aspen HYSYS, una de las ecuaciones de estado más utilizadas en la industria para describir el comportamiento de fluidos compresibles. Su elección es adecuada para esta investigación, enfocada en el transporte de CO₂ en gasoductos bajo condiciones densas o supercríticas, ya que este modelo permite estimar con buena precisión propiedades termodinámicas clave como la densidad, el factor de compresibilidad, el volumen molar y la entalpía. Estos parámetros son fundamentales para analizar el comportamiento hidráulico y térmico del fluido a lo largo de la tubería.

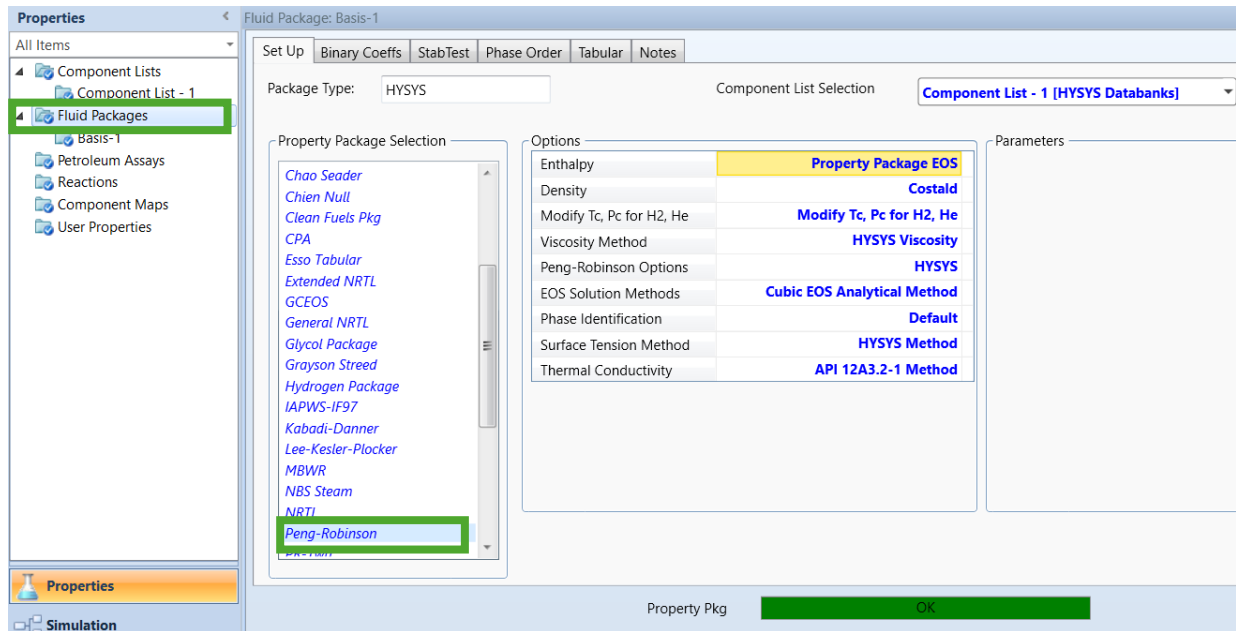
La ecuación de Peng-Robinson fue desarrollada para mejorar la predicción del equilibrio de fases y del comportamiento PVT tanto en fase líquida como gaseosa. Esto resulta especialmente

importante en sistemas de transporte de CO₂, donde variaciones de presión y temperatura pueden modificar significativamente las propiedades del fluido o acercarlo a regiones de cambio de fase. Al emplear este modelo, es posible representar de forma más realista fenómenos operativos relevantes como la caída de presión, la variación de temperatura durante el flujo y la estabilidad de fase dentro del ducto.

Asimismo, la configuración seleccionada en el simulador incluye modelos apropiados de viscosidad y conductividad térmica, lo que demuestra un enfoque orientado a reproducir con mayor fidelidad las propiedades de transporte del CO₂. Estas propiedades influyen directamente en la fricción, el régimen de flujo y el intercambio de calor con el entorno, aspectos esenciales cuando se realiza un análisis termohidráulico detallado.

En conjunto, esta selección metodológica proporciona una base sólida para estudiar el transporte de CO₂ en tuberías, permitiendo evaluar de manera confiable el comportamiento del fluido bajo distintas condiciones operativas, así como la influencia de posibles impurezas y de las variables de operación sobre el desempeño del sistema.

Figura 6. Paquete de fluidos.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

4.8 Inicio de la simulación

Se realizará una simulación del transporte de CO₂ en estado puro y otra en presencia de impurezas, considerando en ambos casos condiciones de operación en fase densa o supercrítica ($P > 1070,38$ psig y $T > 31,1$ °C). Esto con el propósito de comparar su comportamiento durante el flujo en tubería y, al mismo tiempo, garantizar que el sistema opere por encima del punto crítico, evitando la aparición de flujo bifásico, el cual puede generar inestabilidad hidráulica, incremento en la caída de presión y mayores riesgos operacionales.

Una vez definida la composición del CO₂ con impurezas y seleccionada la ecuación de estado, se procede a iniciar la simulación incorporando primero una corriente denominada CO₂ PURO. En esta se especifica la composición en fracción molar (100 % CO₂), junto con los

parámetros operativos correspondientes, tales como temperatura (°F), presión (psig) y caudal (MMSCFD).

Figura 7. Composición CO₂ puro.

Material Stream: CO2 PURO			
Worksheet Attachments Dynamics			
Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	CO2	1.0000	1.0000
Properties	Nitrogen	0.0000	0.0000
Composition	Oxygen	0.0000	0.0000
Oil & Gas Feed	H2O	0.0000	0.0000
Petroleum Assay	Argon	0.0000	0.0000
K Value	Methane	0.0000	0.0000
User Variables	H2S	0.0000	0.0000
Notes	CO	0.0000	0.0000
Cost Parameters			
Normalized Yields			
Emissions			

Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Se incorporará un segmento de tubería que representará el gasoducto, el cual contará con especificaciones técnicas acordes con parámetros reales de operación, así como con un perfil topográfico detallado dividido en 12 secciones, descritas de la siguiente manera:

Tabla 10. Condiciones de frontera.

Propiedad	Valor
Presión de entrada	1436 psig
Temperatura de entrada	104 °F
Caudal de gas	40 MMSCFD

Tabla 11. *Propiedades del gasoducto.*

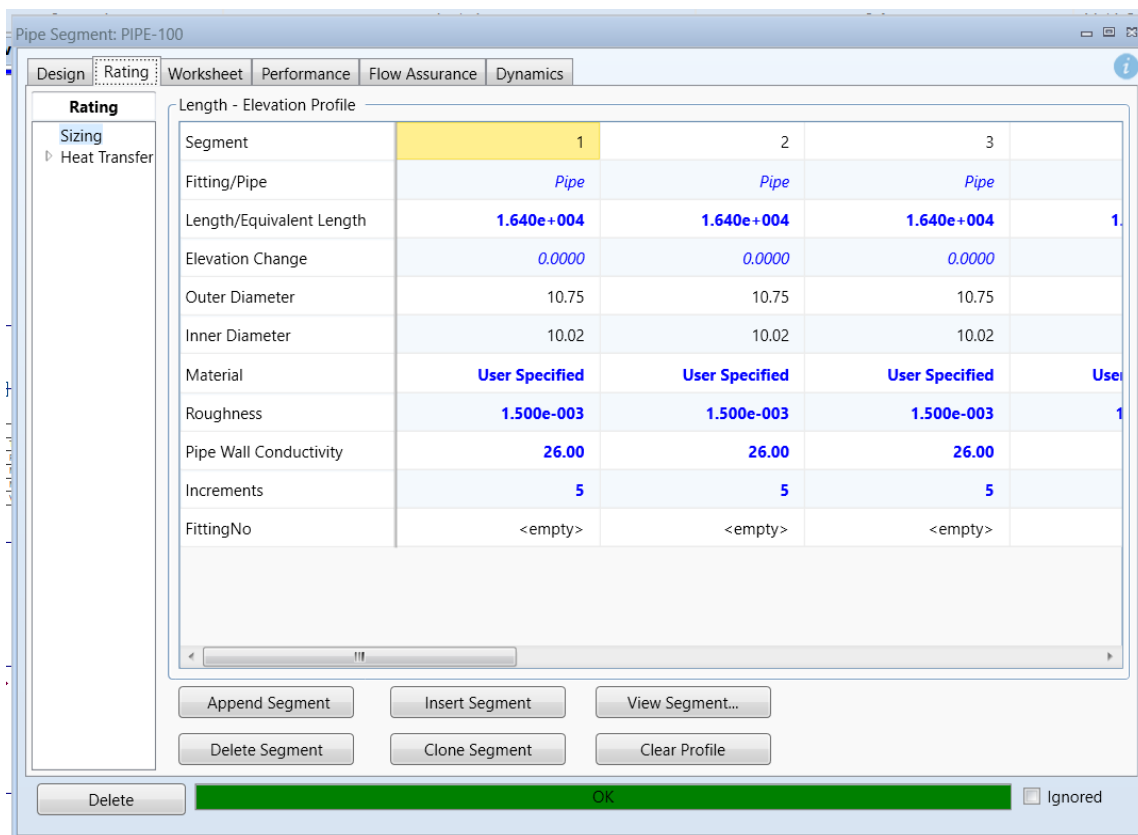
Propiedad	Valor
Diámetro nominal	10 pulg – Schedule 40
Longitud estimada	60 km
Profundidad de enterramiento	0,6 m
Suelo	Arcilloso seco
Conductividad térmica del suelo	0,277 BTU/(h·ft·°F)
Temperatura ambiente	95 °F
Norma	API 5L X52
Rugosidad	0,0018 pulg
Aislante	3LPE (3 capas de Polietileno)
Espesor del material aislante	0,0098 pulg
Conductividad térmica del aislante	0,260 BTU/(h·ft·°F)

Tabla 12. *Perfil topográfico del gasoducto.*

Sección	Desde (km)	Hasta (km)	Longitud (m)
1	0	5	5000
2	5	10	5000
3	10	15	5000
4	15	20	5000
5	20	25	5000
6	25	30	5000

7	30	35	5000
8	35	40	5000
9	40	45	5000
10	45	50	5000
11	50	55	5000
12	55	60	5000

Figura 8. Segmentos de la tubería.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 9. Especificaciones de la tubería.

Pipe Parameters	
Pipe Schedule	Schedule 40
Nominal Diameter	10 inch
Inner Diameter	10.0200
Pipe Material	User Specified
Roughness	1.500e-03
Pipe Wall Conductivity	26.000

Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 10. Especificaciones del suelo y el aislante.

Heat Transfer Coefficient Estimation

Ambient Temperature: 95.000 F

Include Pipe Wall: Global By Segment

Include Inner HTC: Correlation: Profes

Include Insulation: Insulation Type: User Specified

Thermal Conductivity: 0.26000 Btu/hr-ft-F

Thickness: 8.1667e-003 ft

Include Outer HTC: Ambient Medium: Ground

GroundType: User Specified

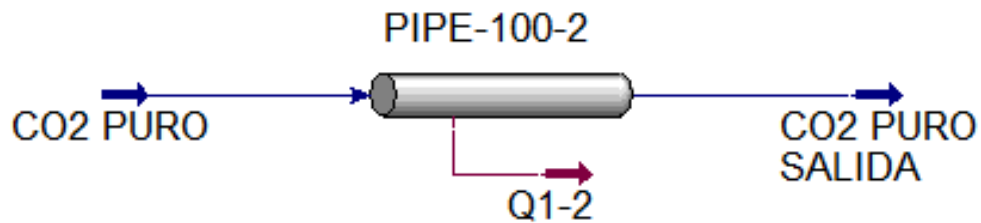
Ground Conductivity: 0.27700 Btu/hr-ft-F

Buried Depth: 1.9685 ft

Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Una vez ingresados todos los parámetros requeridos en el segmento del gasoducto, se obtiene una simulación resuelta que representa el comportamiento del sistema bajo las condiciones establecidas; en esta etapa inicial se considera únicamente el transporte de CO₂ puro, como se observa en la Figura 11.

Figura 11. Esquema gasoducto CO₂ puro.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Posteriormente, se efectuará la simulación del CO₂ con impurezas siguiendo la misma metodología. Para ello, se añadirá inicialmente una corriente denominada “CO₂ CON IMPUREZAS”, en la cual se especificará la composición en fracción molar correspondiente.

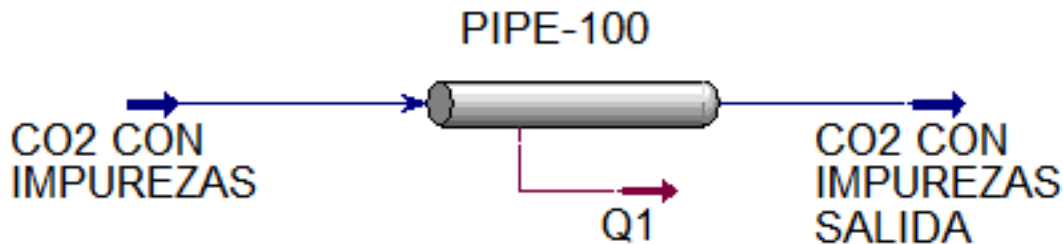
Figura 12. Composición del CO₂ con impurezas.

Worksheet		Attachments		Dynamics	
Worksheet		Mole Fractions		Vapour Phase	
Conditions	CO2		0.9740		0.9740
Properties	Nitrogen		0.0100		0.0100
Composition	Oxygen		0.0030		0.0030
Oil & Gas Feed	H2O		0.0000		0.0000
Petroleum Assay	Argon		0.0020		0.0020
K Value	Methane		0.0050		0.0050
User Variables	H2S		0.0005		0.0005
Notes	CO		0.0055		0.0055
Cost Parameters					
Normalized Yields					
▾ Emissions					
Total			1.00000		

Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Se considerarán las mismas propiedades operativas y el mismo perfil topográfico y una vez ingresados todos los datos requeridos, se generará el resultado de la simulación, donde se observa el transporte de CO₂ con impurezas, tal como se presenta en la Figura 13.

Figura 13. Esquema gasoducto CO₂ con impurezas.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

5. Análisis de resultados y evaluación de parámetros operacionales

En este capítulo se analizan e interpretan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones del transporte de dióxido de carbono en estado supercrítico a lo largo del gasoducto modelado. Se compara el comportamiento termohidráulico entre dos casos de estudio: CO₂ en condición pura y CO₂ con presencia de impurezas. El análisis se centra en identificar cómo la composición del fluido influye en variables operativas clave del transporte, tales como presión, temperatura, propiedades físicas y desempeño hidráulico.

5.1 Simulación CO₂ puro

En primer lugar, se evalúa el caso de CO₂ puro, cuyos resultados permiten establecer un punto de referencia para el desempeño del sistema bajo condiciones ideales.

Figura 14. Condiciones de entrada y salida del gasoducto de CO₂ puro.

CO2 PURO			CO2 PURO SALIDA		
Temperature	104.0	F	Temperature	95.73	F
Pressure	1436	psig	Pressure	1279	psig
Molar Flow	40.00	MMSCFD	Molar Flow	40.00	MMSCFD
Viscosity	4.363e-002	cP	Viscosity	4.208e-002	cP
Mass Density	35.04	lb/ft3	Mass Density	35.68	lb/ft3

Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

5.2 Simulación CO₂ con impurezas

Posteriormente, se analiza el escenario de CO₂ con impurezas, con el fin de comparar cómo la presencia de impurezas modifica las variables obtenidas en la simulación.

Figura 15. Condiciones de entrada y salida del gasoducto de CO₂ con impurezas.

CO2 CON IMPUREZAS			CO2 CON IMPUREZAS SALIDA		
Temperature	104.0	F	Temperature	93.34	F
Pressure	1436	psig	Pressure	1255	psig
Molar Flow	40.00	MMSCFD	Molar Flow	40.00	MMSCFD
Mass Density	30.17	lb/ft3	Mass Density	29.88	lb/ft3
Viscosity	3.699e-002	cP	Viscosity	3.618e-002	cP

Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

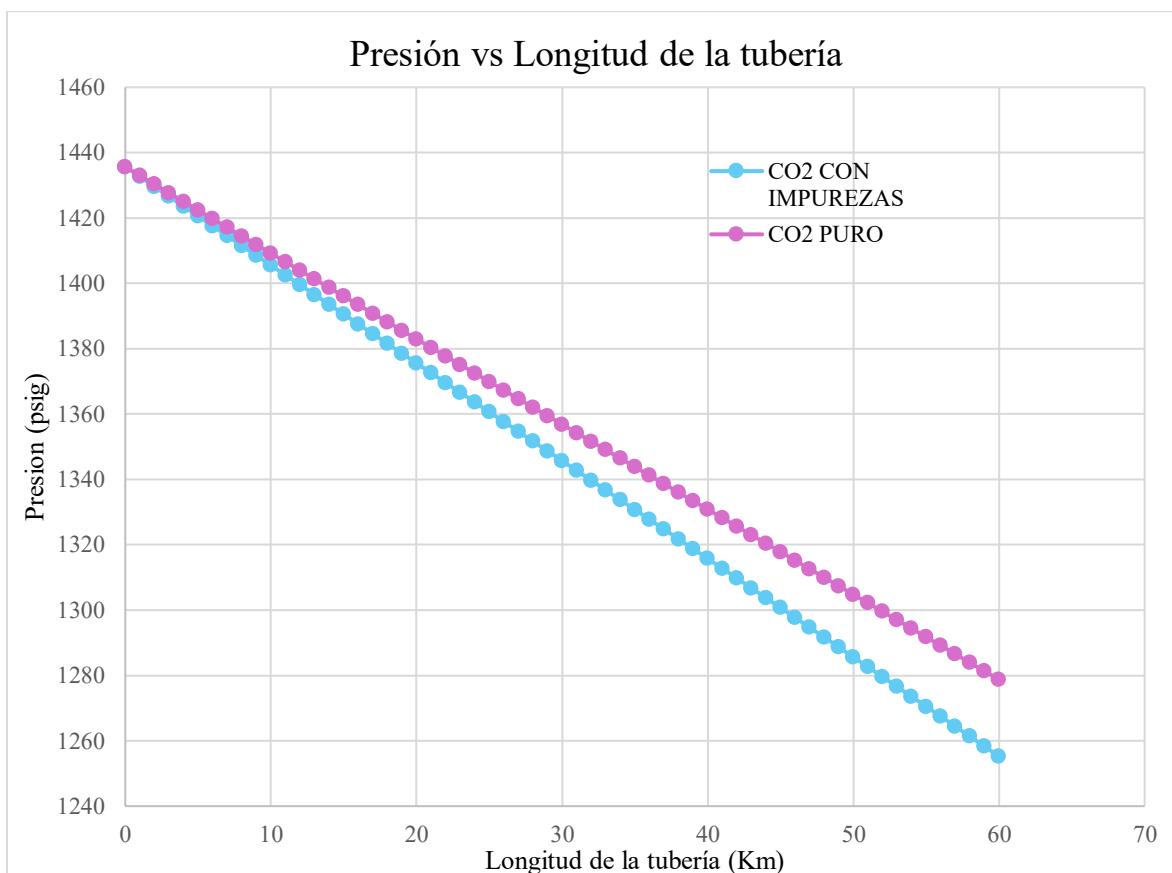
5.3 Perfil de presión

Los resultados indican que la presión disminuye gradualmente a lo largo del gasoducto en ambos escenarios, como consecuencia de las pérdidas por fricción y de los efectos asociados a la topografía. No obstante, la corriente que contiene impurezas presenta una reducción de presión ligeramente superior en comparación con el CO₂ puro, lo cual puede relacionarse con cambios en

las propiedades físicas de la mezcla, particularmente la densidad y la viscosidad, que influyen directamente en la resistencia al flujo.

De forma similar, los perfiles térmicos indican diferencias en la tasa de enfriamiento del fluido. La mezcla con impurezas presenta un gradiente térmico distinto, lo cual sugiere que la capacidad calorífica efectiva y las propiedades de transporte térmico influyen en el intercambio de calor con el entorno.

Figura 16. Perfil de presión a lo largo del gasoducto para ambos casos.

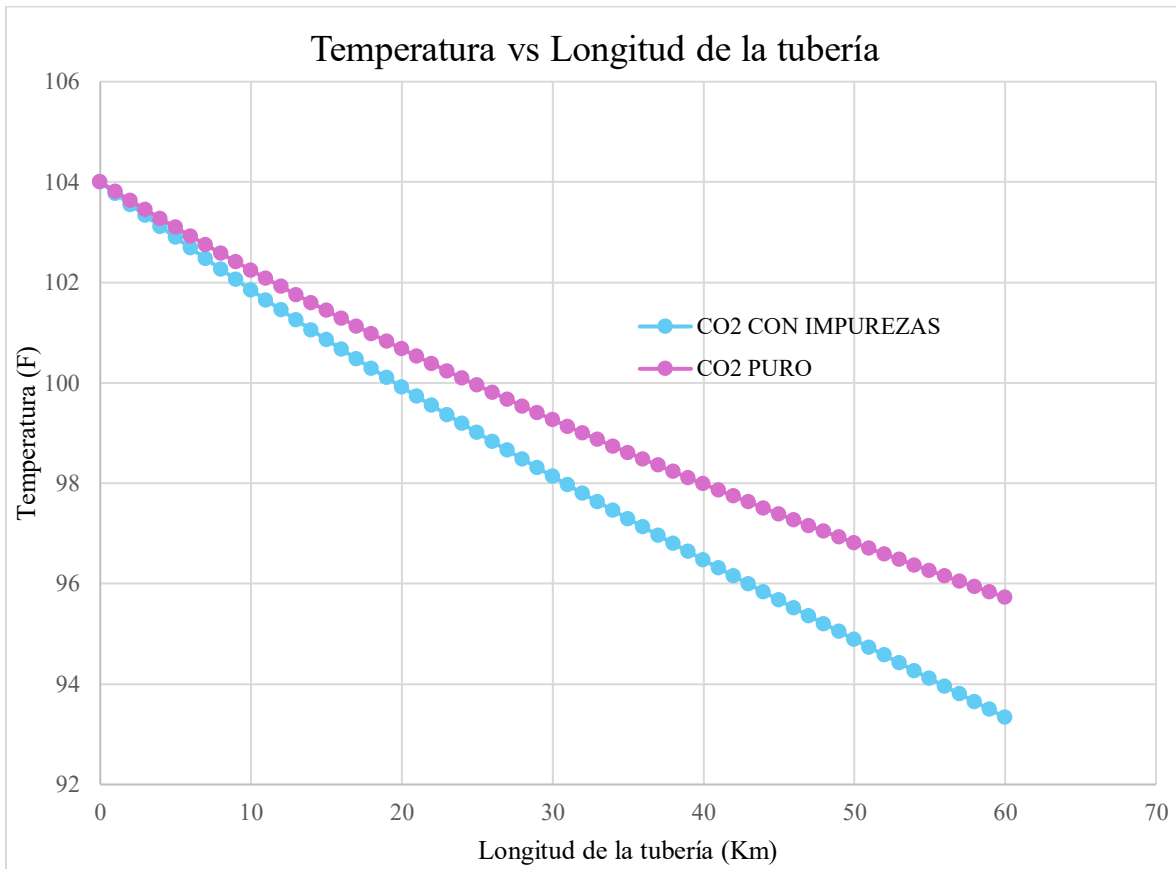


5.4 Perfil de temperatura

La temperatura también presenta variaciones a lo largo del ducto debido al intercambio de calor con el entorno. En este caso, el comportamiento térmico difiere entre ambas corrientes, ya

que la presencia de impurezas modifica las propiedades físicas del fluido y afecta la forma en que el CO₂ se enfría durante el transporte. Esto indica que la composición no solo influye en la hidráulica del sistema, sino también en su respuesta térmica.

Figura 17. Perfil de temperatura a lo largo del gasoducto para ambos casos.



5.5 Número de Mach

El número de Mach se define como la relación entre la velocidad del flujo y la velocidad del sonido en el medio:

$$M = \frac{V}{c}$$

Donde:

M : Número de Mach

V : Velocidad del fluido (m/s)

c : Velocidad del sonido en el fluido (m/s)

En función del número de Mach (M), el fluido se clasifica de la siguiente manera:

- $M < 1$ Régimen subsónico
- $M = 1$ Régimen sónico
- $1 < M < 5$ Régimen supersónico
- $M \geq 5$ Régimen hipersónico

Para el cálculo del número de Mach se utilizaron ciertos datos obtenidos en Aspen HYSYS empleando como paquete termodinámico Peng–Robinson, adecuada para CO₂ en fase densa.

Del perfil de la tubería se obtuvieron los siguientes valores en la condición de entrada:

1. Velocidad del vapor:

$$V = 3.2 \text{ m/s}$$

2. Presión:

$$P = 1436 \text{ psig}$$

3. Densidad real:

$$\rho = 30.17 \text{ lb/ft}^3$$

4. Ideal Gas $C_p/C_v = 1.275$, entonces

$$\gamma = 1.275$$

Figura 18. Datos de densidad y Cp/Cv ideal.

Worksheet	Stream Name	CO2 CON IMPUREZ	Vapour Phase
Conditions	Molecular Weight	43.57	43.57
Properties	Molar Density [lbmole/ft3]	0.6924	0.6924
Composition	Mass Density [lb/ft3]	30.17	30.17
Oil & Gas Feed	Act. Volume Flow [barrel/day]	2.712E+004	2.712E+004
Petroleum Assay	Mass Enthalpy [Btu/lb]	-3863	-3863
K Value	Mass Entropy [Btu/lb-F]	0.6431	0.6431
User Variables	Heat Capacity [Btu/lbmole-F]	68.25	68.25
Notes	Mass Heat Capacity [Btu/lb-F]	1.566	1.566
Cost Parameters	LHV Molar Basis (Std) [Btu/lbmole]	2505	2505
Normalized Yields	HHV Molar Basis (Std) [Btu/lbmole]	2691	2691
Emissions	HHV Mass Basis (Std) [Btu/lb]	61.75	61.75
	CO2 Loading	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Mole Conc. [lbmole/ft3]	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Wt. Conc. [lbmol/lb]	<empty>	<empty>
	LHV Mass Basis (Std) [Btu/lb]	57.50	57.50
	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000	1.000
	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000	1.000
	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.000	1.000
	Mass Exergy [Btu/lb]	95.94	<empty>
	Partial Pressure of CO2 [psig]	1398	<empty>
	Cost Based on Flow [Cost/s]	0.0000	0.0000
	Act. Gas Flow [ACFM]	105.7	105.7
	Avg. Liq. Density [lbmole/ft3]	1.180	1.180
	Specific Heat [Btu/lbmole-F]	68.25	68.25
	Std. Gas Flow [MMSCFD]	39.93	39.93
	Std. Ideal Liq. Mass Density [lb/ft3]	51.41	51.41
	Act. Liq. Flow [USGPM]	<empty>	<empty>
	Z Factor	0.3463	0.3463
	Watson K	8.505	8.505

Worksheet	User Property	<empty>	<empty>
Conditions	Partial Pressure of H2S [psig]	-13.97	<empty>
Properties	Cp/(Cp - R)	1.030	1.030
Composition	Cp/Cv	7.693	7.693
Oil & Gas Feed	Ideal Gas Cp/Cv	1.275	1.275
Petroleum Assay	Ideal Gas Cp [Btu/lbmole-F]	9.200	9.200
K Value	Mass Ideal Gas Cp [Btu/lb-F]	0.2111	0.2111
User Variables	Heat of Vap. [Btu/lbmole]	<empty>	<empty>
Notes	Kinematic Viscosity [cSt]	7.654E-002	7.654E-002
Cost Parameters	Liq. Mass Density (Std. Cond) [lb/ft3]	0.4690	0.4690
Normalized Yields	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [barrel/day]	1.744E+006	1.744E+006
Emissions	Liquid Fraction	0.0000	0.0000
	Molar Volume [ft3/lbmole]	1.444	1.444
	Mass Heat of Vap. [Btu/lb]	<empty>	<empty>
	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000
	Surface Tension [dyne/cm]	<empty>	<empty>
	Thermal Conductivity [Btu/hr-ft-F]	3.145E-002	3.145E-002
	Bubble Point Pressure [psig]	<empty>	<empty>
	Viscosity [cP]	3.699E-002	3.699E-002
	Cv (Semi-Ideal) [Btu/lbmole-F]	66.27	66.27
	Mass Cv (Semi-Ideal) [Btu/lb-F]	1.521	1.521
	Cv [Btu/lbmole-F]	8.872	8.872
	Mass Cv [Btu/lb-F]	0.2036	0.2036
	Cv (Ent. Method) [Btu/lbmole-F]	8.888	8.888
	Mass Cv (Ent. Method) [Btu/lb-F]	0.2040	0.2040
	Cp/Cv (Ent. Method)	7.679	7.679
	Reid VP at 37.8 C [psig]	<empty>	<empty>
	True VP at 37.8 C [psig]	<empty>	<empty>
	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) [barrel/day]	1.744E+006	1.744E+006
	Viscosity Index	<empty>	<empty>

Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

La presión debe expresarse en términos absolutos por lo que se desarrollara el siguiente ajuste:

$$P_{abs} = P_{psig} + P_{atm}$$

$$P_{abs} = 1436 + 14,7$$

$$P_{abs} = 1450,7 \text{ psia}$$

Seguido a eso se pasa a unidades del SI tanto la presión como la densidad:

- Presión:

$$1 \text{ psi} = 6894.76 \text{ Pa}$$

$$P = 1450,7 \times 6894,76$$

$$P \approx 1,0 \times 10^7 \text{ Pa}$$

- Densidad:

$$30,17 \text{ lb/ft}^3 \approx 483 \text{ kg/m}^3$$

Posterior a determinar las variables en las debidas unidades se calcula la velocidad del sonido para un fluido compresible, la cual puede expresarse como:

$$c = \sqrt{\gamma \frac{P}{\rho}}$$

Sustituyendo:

$$c = \sqrt{1.275 \times \frac{1.0 \times 10^7}{483}}$$

$$c \approx 162 \text{ m/s}$$

Se reemplaza en la fórmula inicial:

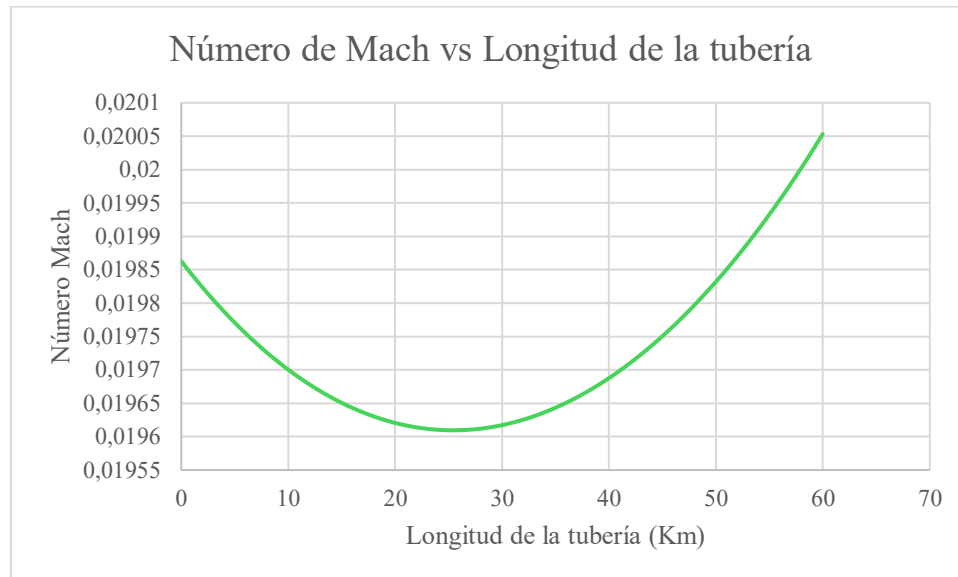
$$M = \frac{V}{c}$$

$$M = \frac{3,2}{162}$$

$$M \approx 0,02$$

Lo cual indica:

- Flujo completamente subsónico.
- Efectos de compresibilidad dinámica bajos.
- Régimen típico de transporte de CO₂ en fase densa.
- Ausencia de riesgo de condiciones sónicas o estrangulamiento.

Figura 19. Número de Mach a lo largo del gasoducto.

5.6 Sensibilización de variables

Adicionalmente, los resultados del modelo se analizan tomando como caso base el transporte de CO₂ con presencia de impurezas, a partir del cual se evalúan distintos escenarios operacionales. Para ello, se consideran variaciones en el porcentaje molar del CO₂, la presión de entrada, temperatura de entrada del gas, caudal másico y longitud del gasoducto, con el fin de analizar la influencia de estos parámetros sobre las pérdidas de presión, el gradiente térmico, el régimen de flujo y la estabilidad de fase del CO₂ a lo largo del ducto.

5.6.1 Porcentaje molar de CO₂

Inicialmente, se realiza un análisis paramétrico variando el porcentaje molar de CO₂, lo cual implica de manera directa una variación en la fracción molar de las impurezas presentes en la corriente. A partir de este enfoque, se definen tres casos de estudio con diferentes composiciones del fluido, y para cada uno de ellos se lleva a cabo la simulación correspondiente del transporte a

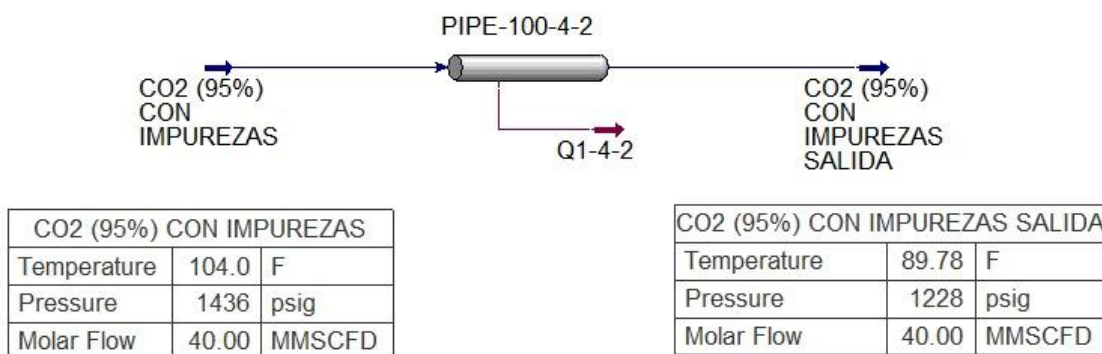
lo largo del gasoducto. Las composiciones molares consideradas para cada caso se presentan en la Tabla 13, la cual sirve como base para la ejecución de las simulaciones.

Tabla 13. Composición molar de cada caso.

Componente	Fracción molar		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
CO ₂	0,99	0,96	0,95
N ₂	0,003846	0,015385	0,019231
O ₂	0,001154	0,004615	0,005769
H ₂ O	0,000002	0,000008	0,00001
Ar	0,000769	0,003077	0,003846
CH ₄	0,001923	0,007692	0,009615
H ₂ S	0,000192	0,000769	0,000962
CO	0,002115	0,008454	0,010567

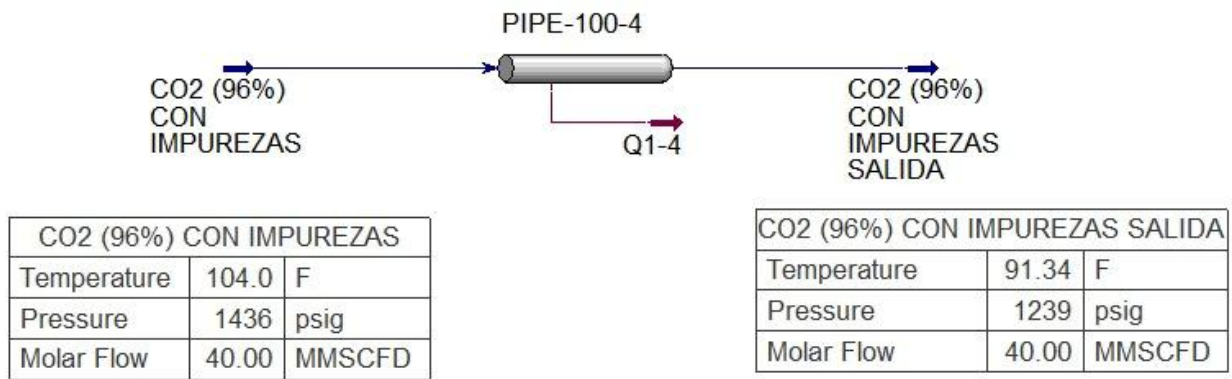
Como resultado, se obtienen los valores de las principales variables termohidráulicas, las cuales se presentan a continuación.

Figura 20. Esquema gasoducto Caso 1: CO₂ al 95%.



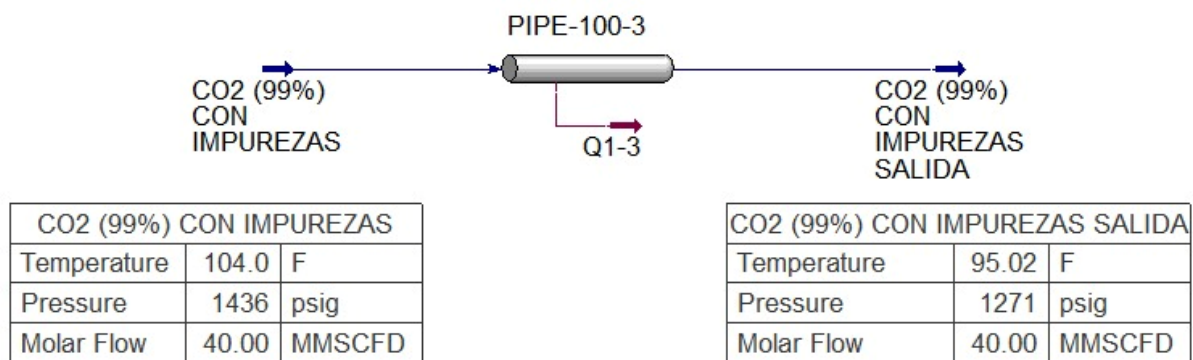
Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 21. Esquema gasoducto Caso 2: CO₂ al 96%.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 22. Esquema gasoducto Caso 3: CO₂ al 99%.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

La variación del porcentaje molar de CO₂, y de manera directa la fracción de impurezas presentes en la corriente influye de forma significativa en el comportamiento termohidráulico del sistema. Al aumentar la pureza del CO₂, se observa una reducción de las pérdidas de presión a lo largo del gasoducto, asociada a un incremento en la densidad del fluido y a cambios en sus propiedades físicas bajo condiciones supercríticas. Este efecto se refleja en valores mayores de presión de salida para los casos con mayor fracción molar de CO₂.

Desde el punto de vista térmico, una mayor pureza del CO₂ conlleva menores gradientes térmicos, evidenciados por temperaturas de salida más elevadas. En todos los casos analizados,

tanto la presión como la temperatura de salida se mantienen por encima del punto crítico del CO₂, garantizando la estabilidad de fase y un régimen de flujo monofásico supercrítico a lo largo del gasoducto.

5.6.2 Presión de entrada

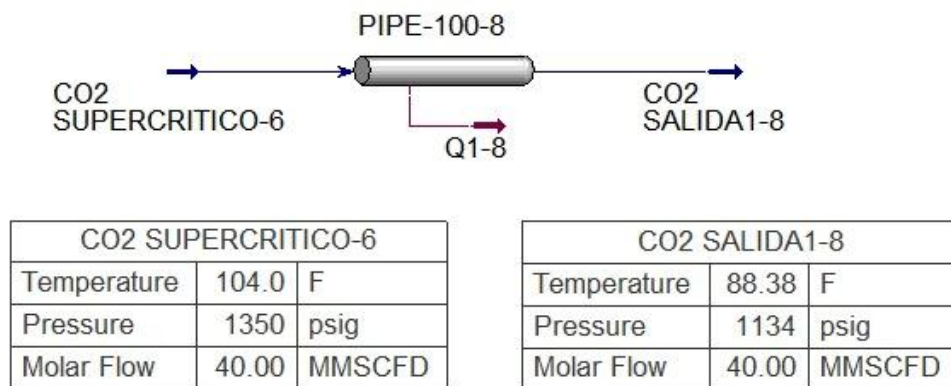
Seguidamente, se evalúa la variación de la presión de entrada, para lo cual se definen tres casos de estudio con distintos valores de presión en la entrada del gasoducto.

Tabla 14. Presiones de entrada de cada caso.

Caso	Presión de entrada (psig)
Caso 4	1350
Caso 5	1500
Caso 6	1600

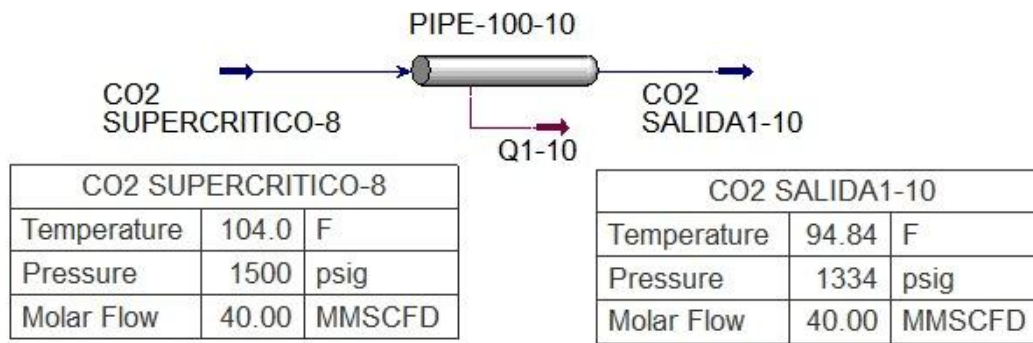
Para cada caso se realiza la simulación correspondiente, y los resultados obtenidos se presentan a continuación.

Figura 23. Esquema gasoducto Caso 4: Presión de entrada de 1350 psig.



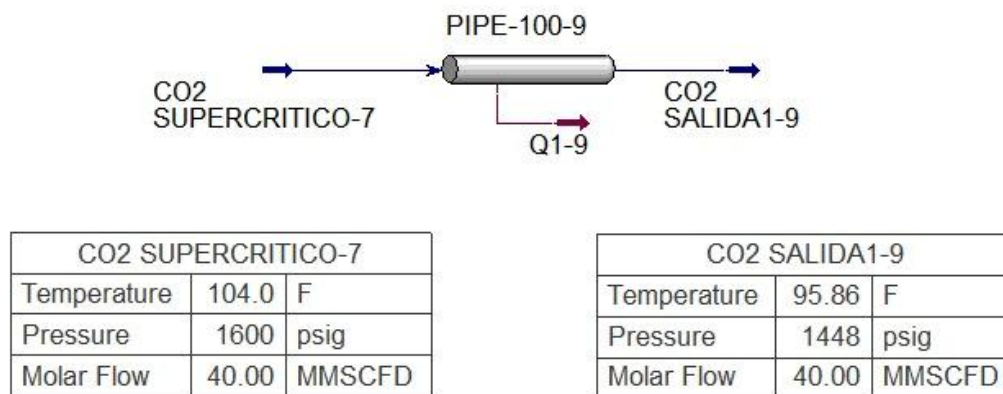
Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 24. Esquema gasoducto Caso 5: Presión de entrada de 1500 psig.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 25. Esquema gasoducto Caso 6: Presión de entrada de 1600 psig.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

La presión de entrada presenta una influencia directa sobre las pérdidas de presión absolutas y sobre la condición de estabilidad de fase del CO₂. Al incrementar la presión de entrada, se obtiene un aumento significativo en la presión de salida, reduciendo el riesgo de que el fluido se aproxime a condiciones subcríticas. Este comportamiento confirma que presiones de entrada más elevadas favorecen un transporte más robusto desde el punto de vista termodinámico.

En términos de temperatura, mayores presiones de entrada se asocian con perfiles de temperatura más estables, debido a la menor expansibilidad del CO₂ supercrítico. Para todos los casos evaluados en esta variación, la presión y temperatura de salida permanecen por encima de

los valores críticos, asegurando la permanencia del fluido en estado supercrítico y un régimen de flujo estable.

5.6.3 Temperatura de entrada

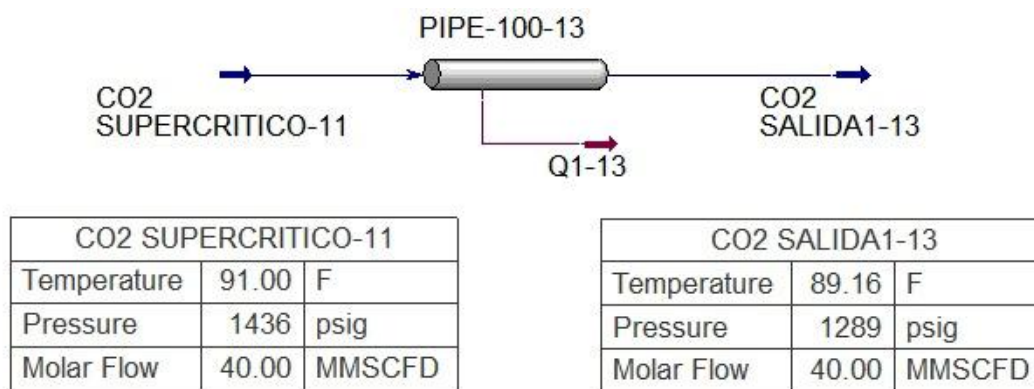
Posteriormente, se analiza la variación de la temperatura de entrada, considerando tres casos de estudio con diferentes valores de temperatura del gas a la entrada del gasoducto.

Tabla 15. *Temperatura de entrada de cada caso.*

Caso	Temperatura de entrada (°F)
Caso 7	91
Caso 8	95
Caso 9	120

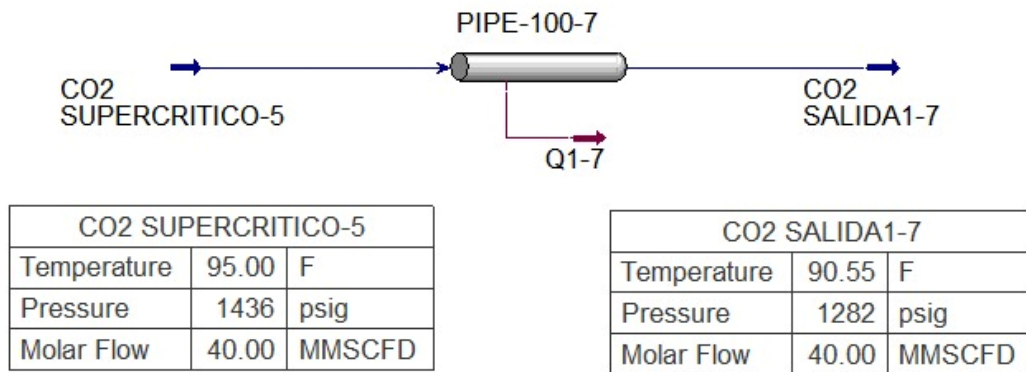
Cada caso es simulado de manera independiente, y los resultados se presentan a continuación.

Figura 26. *Esquema gasoducto Caso 7: Temperatura de entrada de 91 °F.*



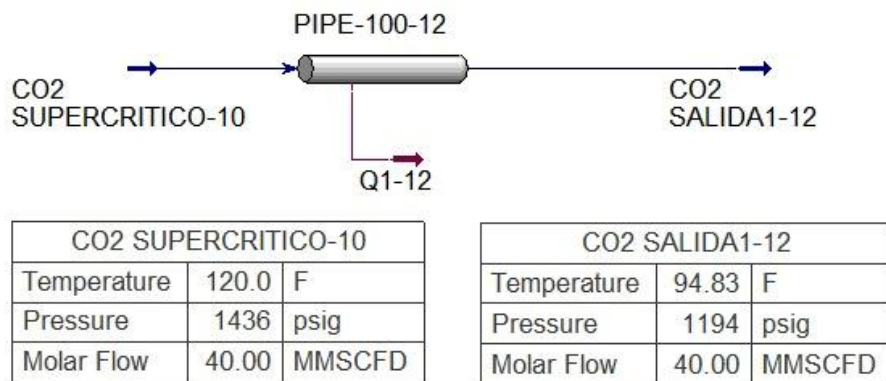
Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 27. Esquema gasoducto Caso 8: Temperatura de entrada de 95 °F.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 28. Esquema gasoducto Caso 9: Temperatura de entrada de 120 °F.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

La variación de la temperatura de entrada afecta principalmente el gradiente térmico entre el fluido y el entorno, observándose que temperaturas de entrada más bajas generan mayores pérdidas térmicas a lo largo del gasoducto. Este efecto se traduce en menores temperaturas de salida, aunque sin comprometer de manera significativa el comportamiento hidráulico del sistema.

Desde el punto de vista de estabilidad de fase, aun en los escenarios con temperaturas de entrada más bajas, la corriente de salida mantiene valores de temperatura superiores a 31,1 °C (87,98 °F), y presiones por encima de 73,8 bar (1070,38 psig), lo que garantiza que el CO₂

permanezca en estado supercrítico. En consecuencia, el régimen de flujo se mantiene monofásico en todos los casos analizados.

5.6.4 Flujo másico

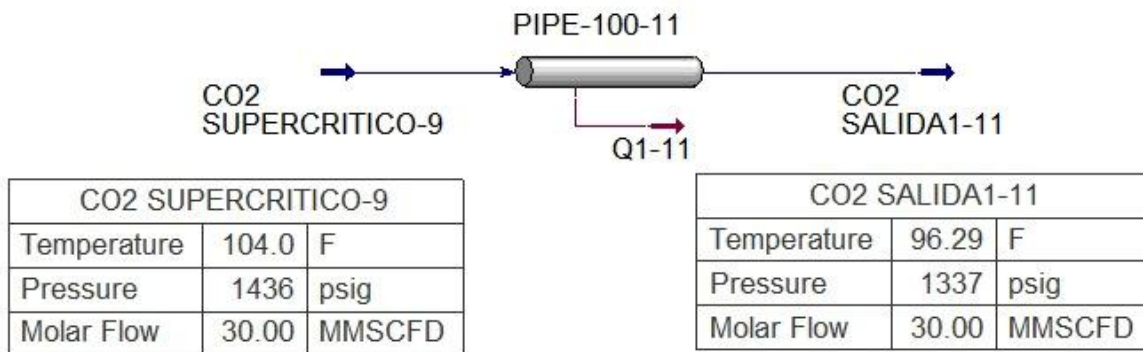
A continuación, se evalúa la variación del flujo másico, para lo cual se establecen tres casos de estudio con distintos valores de caudal.

Tabla 16. *Flujo másico para cada caso.*

Caso	Flujo másico (MMSCFD)
Caso 10	30
Caso 11	50
Caso 12	60

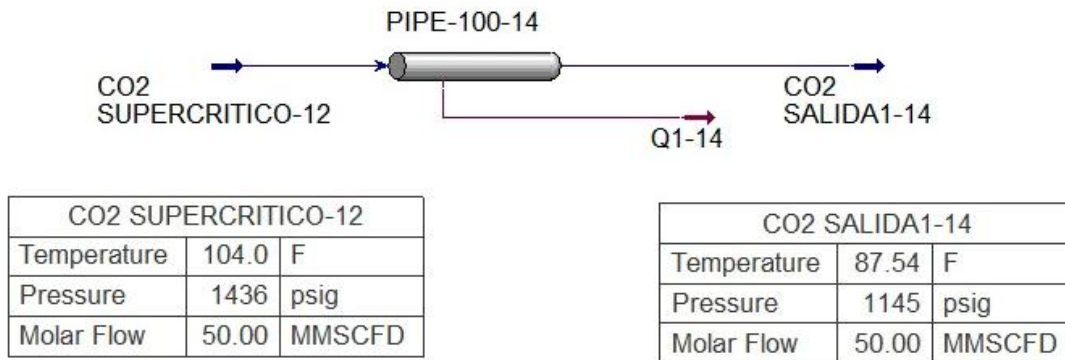
Para cada escenario se lleva a cabo la simulación correspondiente, y los resultados obtenidos se presentan a continuación.

Figura 29. *Esquema gasoducto Caso 10: Flujo másico de 30 MMSCFD.*



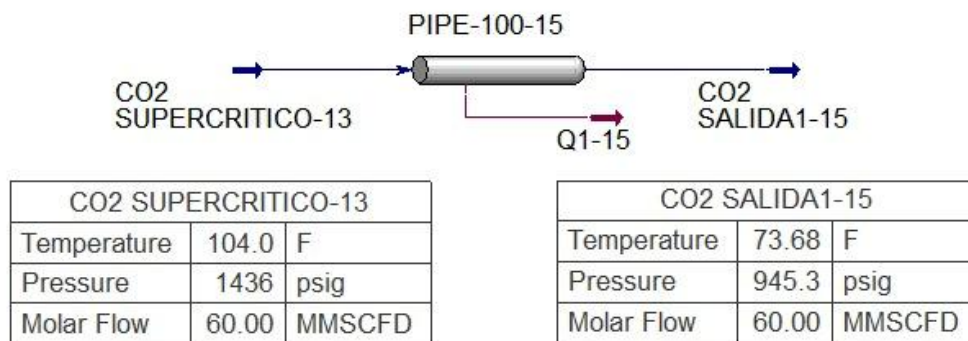
Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 30. Esquema gasoducto Caso 11: Flujo másico de 50 MMSCFD.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 31. Esquema gasoducto Caso 12: Flujo másico de 60 MMSCFD.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

El flujo másico es uno de los parámetros con mayor impacto sobre las pérdidas de presión, observándose un incremento significativo del gradiente de presión a medida que aumenta el caudal transportado. Este comportamiento se debe al aumento de las fuerzas friccionales dentro del gasoducto y se refleja en una disminución considerable de la presión de salida para los casos de mayor flujo másico.

Desde el punto de vista térmico, el aumento del caudal intensifica el intercambio de calor con el entorno, dando lugar a mayores gradientes térmicos y a una reducción de la temperatura de salida. En los escenarios de flujo másico elevado, la combinación de caída de presión y pérdida

térmica provoca que la presión de salida se aproxime o descienda por debajo del valor crítico, indicando una salida de la región supercrítica. Esto evidencia que el flujo másico constituye un parámetro crítico de diseño, ya que puede comprometer la estabilidad de fase del CO₂ durante el transporte.

5.6.5 Longitud del gasoducto

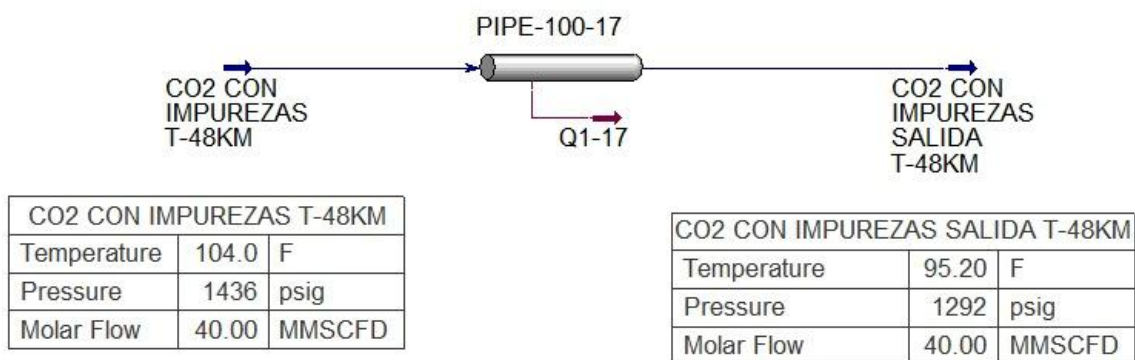
Finalmente, se analiza la variación de la longitud del gasoducto, definiendo tres casos de estudio con diferentes longitudes.

Tabla 17. Longitud de tubería para cada caso.

Caso	Longitud de tubería (km)
Caso 13	48
Caso 14	72
Caso 15	96

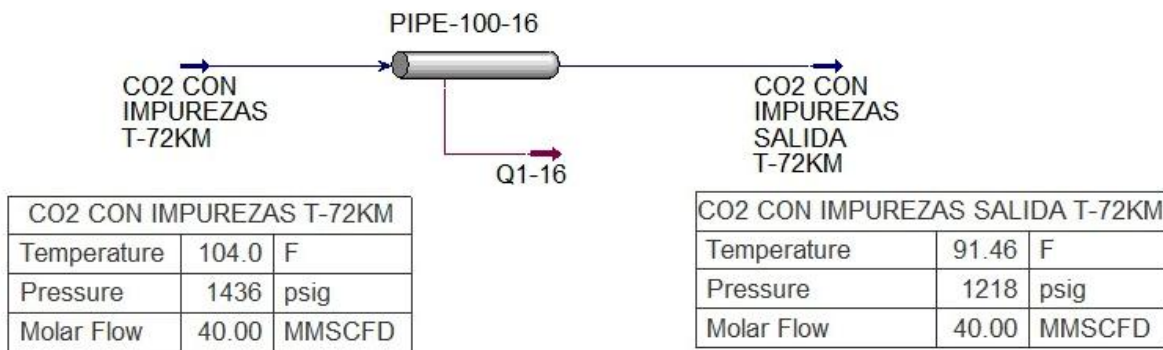
Para cada caso se realiza la simulación correspondiente, y los resultados se presentan a continuación.

Figura 32. Esquema gasoducto Caso 13: Longitud de tubería de 48 km.



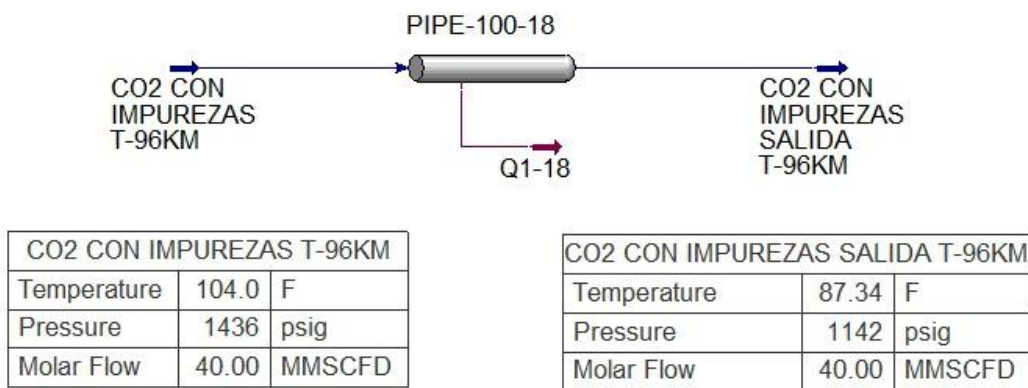
Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 33. Esquema gasoducto Caso 14: Longitud de tubería de 72 km.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 34. Esquema gasoducto Caso 15: Longitud de tubería de 96 km.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

La longitud del gasoducto presenta un efecto acumulativo sobre las pérdidas de presión y temperatura, observándose una disminución progresiva de ambas variables a medida que aumenta la distancia de transporte. Este comportamiento es característico de sistemas de transporte en régimen permanente y confirma la dependencia directa de las pérdidas con la longitud del ducto.

Para longitudes menores, la presión y temperatura de salida se mantienen claramente por encima del punto crítico del CO₂, garantizando el transporte en estado supercrítico. No obstante, en los casos de mayor longitud, la caída de presión acumulada conduce a valores de presión de salida cercanos o inferiores a 73,8 bar (1070,38 psig), lo que sugiere una transición fuera de la

región supercrítica. Estos resultados resaltan la importancia de un adecuado control de la longitud efectiva del sistema o la incorporación de estrategias de recompresión para asegurar la estabilidad de fase del CO₂.

En la Tabla 18 se presenta un resumen de los escenarios simulados y las condiciones de frontera consideradas en el análisis paramétrico. Esta tabla consolida los valores de las variables operativas evaluadas en cada caso de estudio, sirviendo como referencia para la interpretación comparativa de los resultados y garantizando la coherencia en la definición de los escenarios analizados a lo largo del capítulo.

Tabla 18. *Resumen de escenarios simulados y condiciones de frontera.*

Variable a sensibilizar	Caso	Porcentaje molar CO ₂	Presión de entrada (psig)	Temperatura de entrada (°F)	Flujo másico (MMSCFD)	Longitud de tubería (km)	Presión de salida (psig)	Temperatura de salida (°F)
-	Caso base	97,40%	1436	104	40	60	1255	93,34
Porcentaje molar de CO ₂	Caso 1	95%	1436	104	40	60	1228	89,78
	Caso 2	96%	1436	104	40	60	1239	91,34
	Caso 3	99%	1436	104	40	60	1271	95,02
Presión de entrada	Caso 4	97,40%	1350	104	40	60	1134	88,38
	Caso 5	97,40%	1500	104	40	60	1334	94,84
	Caso 6	97,40%	1600	104	40	60	1448	95,86
Temperatura de entrada	Caso 7	97,40%	1436	91	40	60	1289	89,16
	Caso 8	97,40%	1436	95	40	60	1282	90,55
	Caso 9	97,40%	1436	120	40	60	1194	94,83

Flujo másico	Caso 10	97,40%	1436	104	30	60	1337	96,29
	Caso 11	97,40%	1436	104	50	60	1145	87,54
	Caso 12	97,40%	1436	104	60	60	945,3	73,68
Longitud de tubería	Caso 13	97,40%	1436	104	40	48	1292	95,20
	Caso 14	97,40%	1436	104	40	72	1218	91,46
	Caso 15	97,40%	1436	104	40	96	1142	87,34

6. Estrategias de optimización

El proceso de optimización del sistema se fundamenta en el cumplimiento de criterios técnicos orientados a mejorar el desempeño del transporte de CO₂ en el gasoducto. En este sentido, la optimización se basa en minimizar la caída de presión a lo largo de la tubería, reducir las pérdidas térmicas hacia el entorno y disminuir el consumo energético asociado al sistema. De manera complementaria, se establece como criterio fundamental mantener el CO₂ en condiciones de fase densa o supercrítica durante todo el trayecto, garantizando la estabilidad operativa y evitando la formación de flujo bifásico, el cual puede generar inestabilidades hidráulicas y afectar la eficiencia del transporte.

Bajo estos criterios, a continuación se presentan y analizan las estrategias de optimización propuestas para mejorar el desempeño termohidráulico del transporte de CO₂ por gasoductos, considerando la presencia de impurezas y las condiciones operativas del sistema. El análisis se desarrolla a partir de un caso base, definido por las condiciones de operación iniciales del gasoducto, el cual sirve como referencia para evaluar el impacto de cada alternativa de optimización.

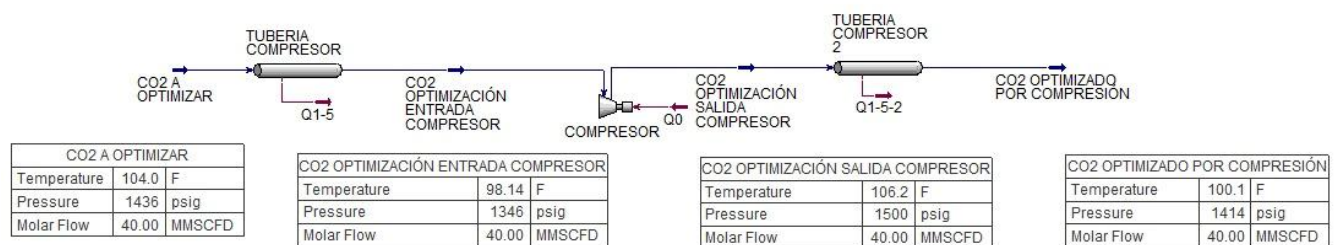
A partir de este escenario, se implementan de manera independiente distintas estrategias de optimización, con el objetivo de analizar su efecto sobre variables clave como la presión y la temperatura.

Las estrategias evaluadas incluyen la incorporación de compresión intermedia, la modificación del material de aislamiento térmico, el control de temperatura mediante calentamiento intermedio y la optimización del diámetro del ducto. Cada alternativa es analizada mediante simulaciones termohidráulicas, manteniendo constantes las condiciones de entrada del caso base, de forma que sea posible realizar una comparación directa y consistente entre los distintos escenarios evaluados.

6.1 Compresión intermedia

En este caso la optimización del transporte de CO₂ se realizó mediante la implementación de compresión intermedia. Para ello, se colocó un compresor en medio de la tubería con el objetivo de aumentar la presión a la salida de este equipo y así mejorar las condiciones de transporte.

Figura 35. Esquema gasoducto Optimización 1: Compresión intermedia.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

La simulación muestra que a la entrada del compresor la temperatura del CO₂ era de 98,14 °F con una presión de 1436 psig. Al pasar por el compresor, se propuso alcanzar una presión de 1500 psig y con ello se obtuvo una temperatura de 106,2 °F. Posteriormente, a la salida final del

sistema, el CO₂ optimizado presentó una presión de 1414 psig y una temperatura de 100,1 °F. Este resultado evidencia que la compresión intermedia permitió mejorar la presión de transporte y controlar las condiciones termodinámicas del CO₂ a lo largo de la tubería.

6.2 Aislamiento térmico

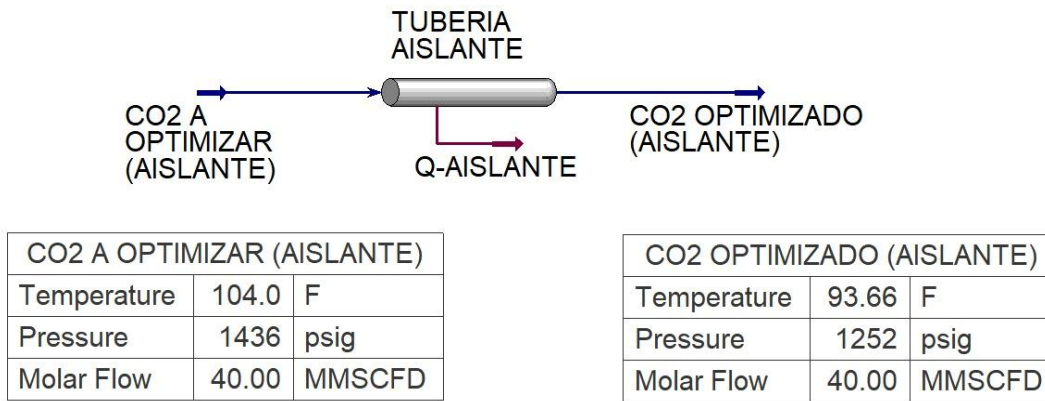
La optimización del aislante térmico se centró en la selección del material aislante, su conductividad y su espesor, tomando como referencia parámetros reportados en la literatura técnica.

Se utilizó como base comparativa el estudio de Chandel et al. (2005), donde se analiza una tubería enterrada con aislamiento de 1,97 pulgadas de vidrio celular y conductividad térmica de 0,0335 BTU/(h·ft·°F). Estos valores fueron tomados para la evaluación y ajuste de las condiciones de aislamiento dentro del proceso de optimización.

Tabla 19. *Propiedades del aislante térmico.*

Propiedad	Valor
Tipo de Aislante	Vidrio Celular
Espesor	1.97"
Conductividad	0.0335 BTU/(h·ft·°F)

Figura 36. Esquema gasoducto Optimización 2: Aislamiento térmico.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

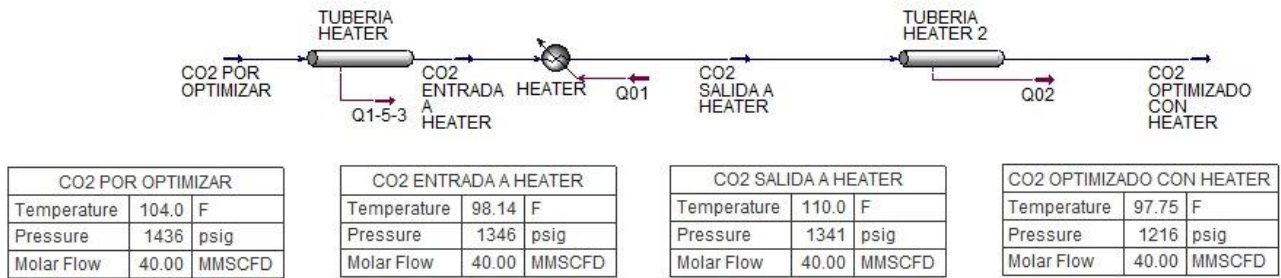
La simulación muestra que tras aplicar la optimización mediante aislamiento térmico, el CO₂ a la entrada del ducto (104 °F y 1436 psig) alcanza a la salida una temperatura de 93.66 °F y una presión de 1252 psig. Comparado con el caso base, se observa una ligera mejora en la temperatura, evidenciando que la optimización del aislamiento contribuye a un mejor control del comportamiento termodinámico del CO₂. Aunque esta estrategia no representa la opción más eficiente en términos de optimización global frente a otras alternativas disponibles, sí logra una mejora en las condiciones de transporte.

6.3 Control de temperatura

Para evaluar el impacto del control térmico sobre el comportamiento termohidráulico del CO₂ con impurezas se incorporó un calentador (heater) ubicado a la mitad del gasoducto.

Este equipo permitió compensar las pérdidas térmicas acumuladas a lo largo de la tubería y elevar la temperatura del CO₂ antes de que se alcanzaran condiciones críticas no deseadas. La ubicación intermedia del calentador fue seleccionada con el fin de estabilizar el perfil térmico y reducir los gradientes de temperatura en la segunda mitad de la tubería.

Figura 37. Esquema gasoducto Optimización 3: Control de temperatura.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Los resultados de la simulación muestran que la incorporación del calentador permite elevar la temperatura del CO₂ desde 98,14 °F a 110,0 °F en el punto de salida del mismo, compensando las pérdidas térmicas acumuladas en el primer tramo de la tubería. Además, el CO₂ alcanza a la salida del gasoducto una temperatura de 97,75 °F, superior a la del caso base, a pesar de una presión final menor (1216 psig). Este comportamiento indica que el control térmico contribuye a estabilizar las propiedades termodinámicas del CO₂ a lo largo de la tubería, manteniendo condiciones más homogéneas en el sistema.

6.4 Optimización del diámetro de la tubería

La optimización del diámetro se realizó utilizando la herramienta “Line Sizing” de Aspen HYSYS, la cual permite determinar el diámetro interno más adecuado de una tubería a partir de criterios hidráulicos previamente definidos. Esta función permite evaluar la relación entre el diámetro interno de la tubería y un criterio de diseño específico, con el objetivo de asegurar que el sistema opere dentro de límites hidráulicos aceptables.

Para el análisis, se seleccionó como criterio de diseño el gradiente de presión máxima, el cual establece un valor máximo permitido para la caída de presión por unidad de longitud de la tubería. Este enfoque es ampliamente utilizado en el diseño de gasoductos, ya que permite limitar

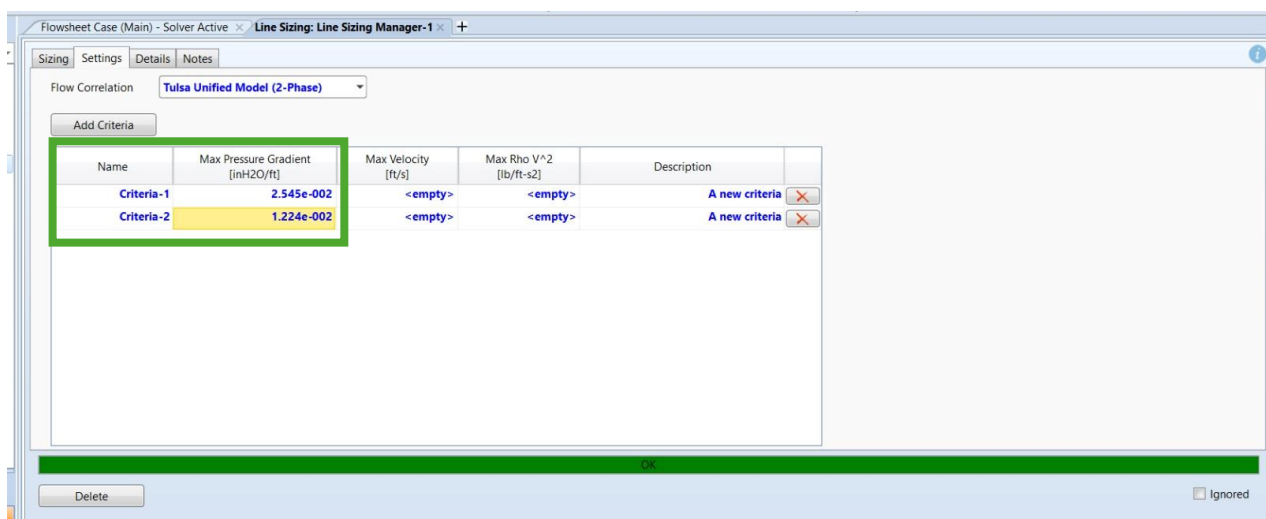
pérdidas excesivas de presión, mejorar la estabilidad del flujo y reducir los requerimientos de compresión a lo largo del sistema.

Como primer paso, se realizó la verificación del diámetro de tubería inicialmente seleccionado, calculando el gradiente de presión real obtenido bajo las condiciones operativas del caso base. Esta evaluación permitió confirmar que el diámetro utilizado cumple con el gradiente de presión máximo permitido y es técnicamente viable y consistente con los criterios de diseño definidos para el sistema.

Posteriormente, se realizó un análisis adicional utilizando un gradiente de presión máximo menor (1,224 e-002 inH₂O/ft) al del caso base, con el fin de evaluar el impacto de un criterio de diseño más adecuado sobre el diámetro requerido del gasoducto. Este enfoque permite analizar escenarios de operación más exigentes, orientados a minimizar aún más las pérdidas de presión y mejorar el desempeño hidráulico del sistema.

Al aplicar este gradiente de presión en la herramienta, el simulador determinó un diámetro interno mayor como condición necesaria para cumplir con el nuevo criterio de diseño.

Figura 38. Ajuste de gradiente de presión máxima para selección de diámetro.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Figura 39. Resultados de selección de diámetro.

	Line Sizing-1	Line Sizing-2
Pipe Tag/Name	Line Sizing-1	Line Sizing-2
Calculation Type	Design	Design
Stream Name	CO2 CON IMPUREZAS	CO2 CON IMPUREZAS
Flow Margin [%]	0.00	0.00
Pipe Material	Carbon Steel	Carbon Steel
Schedule	40	40
Pipe Nominal Diameter	10 inch	12 inch
Pipe Inside Diameter [in]	10.02	11.94
Pipe Wall Thickness [in]	0.3630	0.4060
Pipe Roughness [in]	1.800e-003	1.800e-003
Force Single Phase	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Sizing Criteria	Criteria-1	Criteria-2
Pressure Gradient [inH2O/ft]	1.548e-002	6.291e-003
Criteria Pressure Gradient [inH2O/ft]	2.545e-002	1.224e-002
Velocity [ft/s]	3.218	2.267

Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

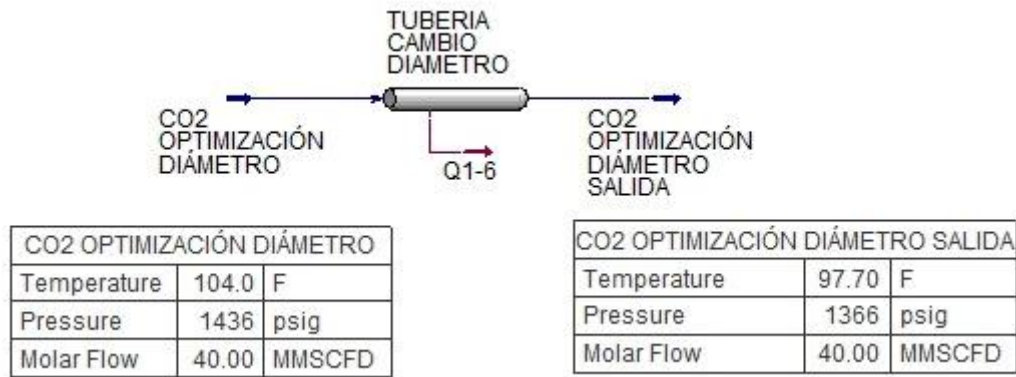
Figura 40. Criterio del sistema.

	Criteria-1	Criteria-2
Force Single Phase	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Sizing Criteria	Criteria-1	Criteria-2
Pressure Gradient [inH2O/ft]	1.548e-002	6.291e-003
Criteria Pressure Gradient [inH2O/ft]	2.545e-002	1.224e-002
Velocity [ft/s]	3.218	2.267
Criteria Velocity [ft/s]	<empty>	<empty>
Rho V ² [lb/ft-s ²]	312.4	155.0
Criteria Rho V ² [lb/ft-s ²]	<empty>	<empty>
Flow Regime	Vapour Only	Vapour Only
Criteria Met or Failed?	Met	Met
Pipe Length [ft]	1.969e+005	1.969e+005
Detailed Fittings	Edit	Edit
Fitting Equivalent Length [ft]	0.0000	0.0000
Total Pressure Drop [psi]	110.1	44.74

Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Con este diámetro, se actualizó el modelo del gasoducto y se ejecutó nuevamente la simulación, permitiendo comparar el comportamiento del sistema frente al caso base.

Figura 41. Esquema gasoducto Optimización 4: Diámetro de la tubería.



Nota. Tomado de Aspen HYSYS.

Los resultados de la simulación con el diámetro ajustado muestran una mejora significativa en la presión de salida del gasoducto, alcanzando un valor de 1366 psig, en comparación con los 1255 psig obtenidos en el caso base. Este incremento evidencia una reducción sustancial en la caída de presión total, atribuible directamente a la disminución de las pérdidas por fricción asociadas al aumento del diámetro.

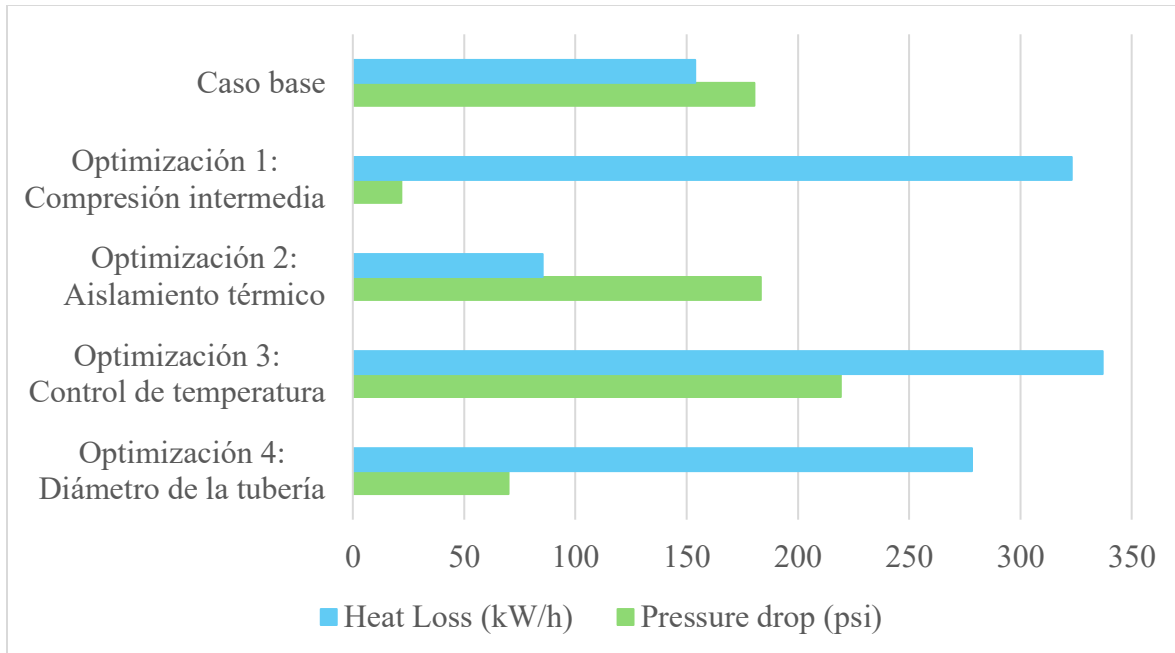
La temperatura de salida del gasoducto en el caso optimizado es de 97,70 °F, similar a la observada en el caso base, lo que indica que la modificación del diámetro afecta principalmente el comportamiento hidráulico del sistema.

Desde el punto de vista físico, el aumento del diámetro reduce la velocidad del flujo lo que se traduce en un menor gradiente de presión. Este comportamiento confirma que la selección adecuada del diámetro es una estrategia efectiva para optimizar el transporte de CO₂, permitiendo operar a presiones más elevadas en la salida y reduciendo la necesidad de compresión adicional.

La Figura 42 presenta la comparación de las pérdidas de calor del sistema, expresadas en kW/h, y la caída de presión total, expresada en psi, para el caso base y las diferentes estrategias de optimización evaluadas.

La representación conjunta de ambas variables permite analizar el impacto de cada alternativa de optimización sobre el comportamiento térmico e hidráulico del gasoducto de transporte de CO₂, facilitando la identificación de compromisos operativos entre eficiencia energética y reducción de pérdidas de presión.

Figura 42. Diagrama de optimización multiobjetivo.



El caso base muestra valores intermedios en ambas variables, constituyéndose como el punto de referencia para analizar el impacto de las modificaciones implementadas en el sistema de transporte de CO₂.

La implementación de compresión intermedia evidencia una reducción significativa de la caída de presión, lo que indica una mejora en el desempeño hidráulico del sistema al redistribuir la energía de compresión a lo largo del ducto. No obstante, esta estrategia genera un incremento considerable en las pérdidas de calor, asociado al aumento de la temperatura del fluido posterior al proceso de compresión y al mayor gradiente térmico con el entorno.

En el caso del aislamiento térmico, se observa una disminución notable de las pérdidas de calor en comparación con el escenario base, lo que confirma su efectividad para conservar la energía térmica del CO₂ durante el transporte. Sin embargo, su influencia sobre la caída de presión es limitada, ya que esta variable depende principalmente de factores hidráulicos como el diámetro y el régimen de flujo.

El escenario de control de temperatura presenta valores elevados de pérdidas de calor, mientras que la caída de presión se mantiene en niveles moderados. Esto sugiere que, aunque el sistema logra mantener condiciones térmicas operativas estables, existe una mayor interacción térmica con el ambiente, lo que incrementa el intercambio de calor.

Finalmente, el aumento del diámetro de la tubería produce una reducción importante en la caída de presión debido a la disminución de las pérdidas por fricción y a un régimen de flujo más favorable. Sin embargo, esta mejora hidráulica se acompaña de un incremento en las pérdidas de calor, atribuible a una mayor área superficial expuesta a transferencia térmica.

En conjunto, los resultados evidencian que las estrategias orientadas a optimizar el comportamiento hidráulico tienden a incrementar las pérdidas térmicas, mientras que aquellas enfocadas en la conservación de energía térmica presentan un impacto limitado sobre la presión. Esto confirma la necesidad de establecer un equilibrio entre ambos parámetros en el diseño y operación eficiente del sistema de transporte de CO₂.

A continuación, se presenta una comparación de las diferentes estrategias de optimización aplicadas al transporte de CO₂, mostrando como varían las condiciones de presión y temperatura a la entrada y salida del sistema en comparación a el caso base, permitiendo observar de manera directa los cambios resultantes en el desempeño del flujo a lo largo del sistema.

Tabla 20. *Resumen de estrategias evaluadas y su impacto cuantitativo.*

Caso	Presión de entrada (psig)	Temperatura de entrada (°F)	Presión de salida (psig)	Temperatura de salida (°F)
Caso base	1436	104	1255	93,34
Optimización 1:				
Compresión intermedia	1436	104	1414	100,1
Optimización 2:				
Aislamiento térmico	1436	104	1252	93,66
Optimización 3:				
Control de temperatura	1436	104	1216	97,75
Optimización 4:				
Diámetro de la tubería	1436	104	1366	97,7

Figura 43. Comparación del desempeño de la presión antes y después de aplicar estrategias de optimización.

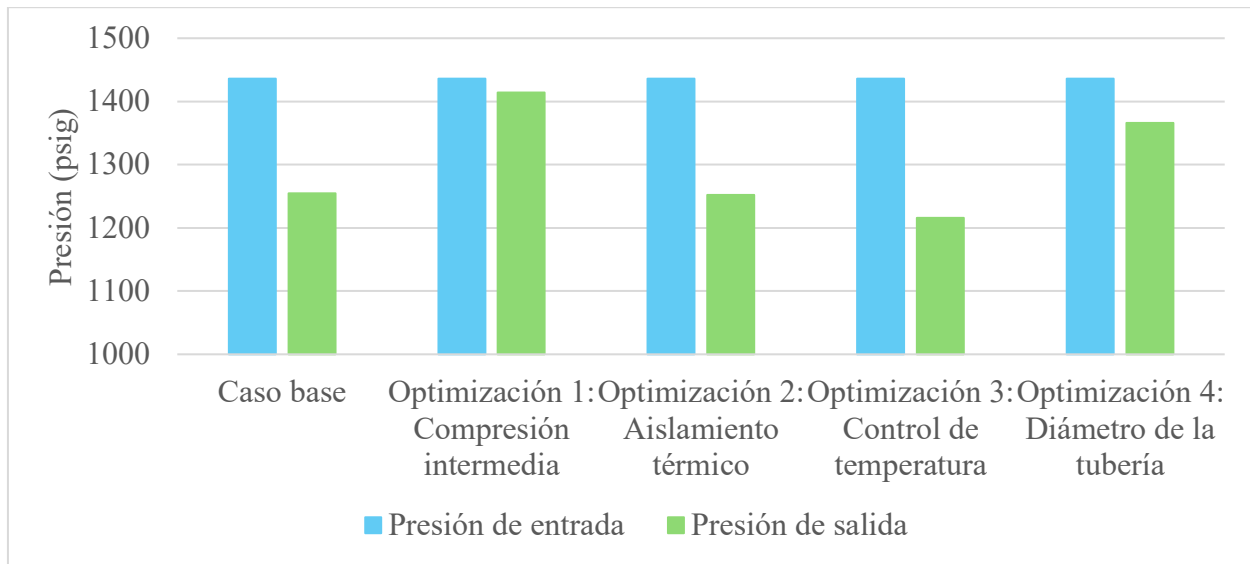
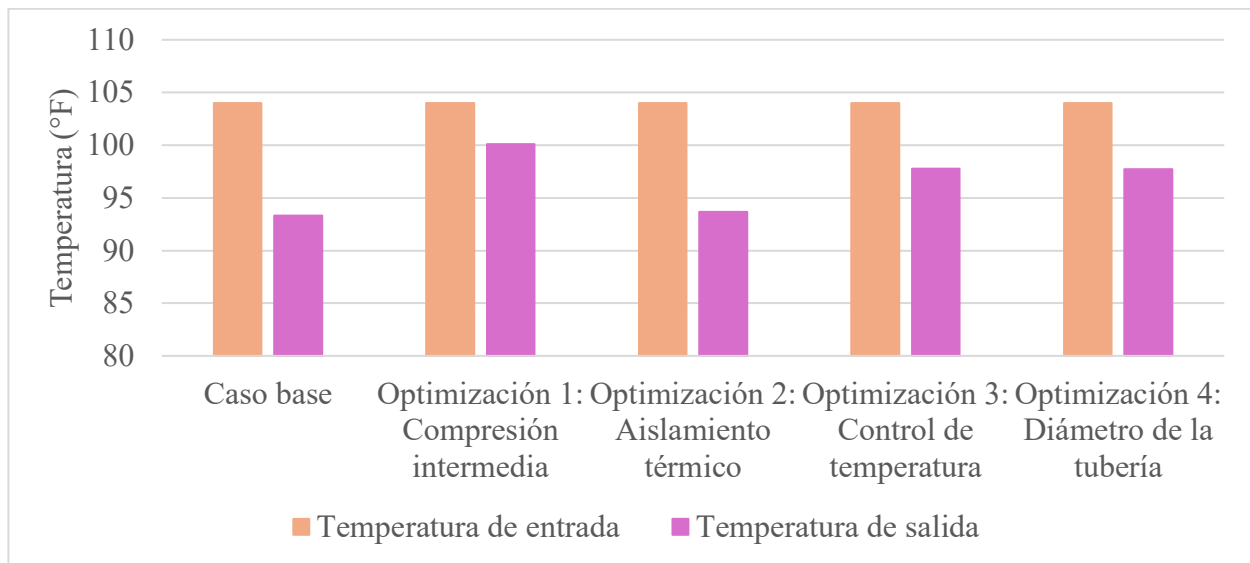


Figura 44. Comparación del desempeño de la temperatura antes y después de aplicar estrategias de optimización.



6.5 Recomendaciones técnicas y operativas para el transporte de CO₂

La siguiente tabla presenta las recomendaciones técnicas y operativas para cada estrategia de optimización del transporte de CO₂, orientadas al diseño, selección de equipos, control y mantenimiento del sistema, facilitando la correcta implementación de cada alternativa.

Tabla 21. *Recomendaciones técnicas y operativas derivadas del modelo.*

Estrategia de Optimización	Recomendaciones Técnicas	Recomendaciones Operativas
Compresión intermedia	Ubicar compresores estratégicamente a lo largo del ducto. Aumentar presión sin exceder límites del equipo. Monitorear temperatura de salida del compresor.	Mantener registros de presión y temperatura a la entrada y salida. Planificar mantenimiento preventivo del compresor.
Aislamiento térmico	Seleccionar materiales con baja conductividad (ej. vidrio celular 0.0335 BTU/h·ft·°F). Espesor recomendado: Más o menos 2 pulgadas para gasoductos enterrados. Evaluar compatibilidad con condiciones ambientales y mecánicas del terreno.	Inspeccionar integridad del aislamiento periódicamente. Monitorear temperatura a lo largo del ducto para evaluar eficacia.

<p>Control de temperatura (calentamiento intermedio)</p>	<p>Ubicar calentadores en puntos críticos donde se acumulen pérdidas térmicas.</p> <p>Dimensionar potencia del calentador para mantener temperatura objetivo sin sobrecalentar.</p>	<p>Monitorear gradientes de temperatura antes y después del calentador.</p> <p>Ajustar potencia según caudales y condiciones ambientales.</p> <p>Realizar mantenimiento de los calentadores y sensores térmicos.</p>
<p>Optimización del diámetro de tubería</p>	<p>Seleccionar diámetro interno según gradiente de presión máximo permitido.</p> <p>Verificar hidráulica con simulaciones (HYSYS u otra herramienta).</p> <p>Considerar impacto en velocidad de flujo y pérdidas por fricción.</p>	<p>Mantener registros de presión y caudal para validar el diseño.</p> <p>Evitar restricciones o pérdidas por instalaciones auxiliares.</p> <p>Ajustar operación de compresores según diámetro optimizado.</p>

7. Conclusiones

El análisis del comportamiento termodinámico del CO₂ permitió establecer que las variables de presión, temperatura y composición tienen un impacto directo sobre el estado de fase durante el transporte. Se evidenció que operar en condiciones supercríticas garantiza mayor estabilidad hidráulica, mientras que la presencia de impurezas desplaza la envolvente de fases y aumenta el riesgo de formación de fases líquidas o bifásicas, lo que puede comprometer la seguridad del sistema.

La simulación y el modelamiento numérico, basados en las ecuaciones de conservación de masa, cantidad de movimiento y energía, permiten representar adecuadamente la evolución de las variables a lo largo del gasoducto, así como evaluar distintos escenarios operacionales antes de su implementación, reduciendo riesgos operativos y costos asociados.

En cuanto al impacto de las impurezas, los resultados muestran que componentes como N₂, CH₄, H₂, O₂, CO, Ar, H₂S y H₂O afectan significativamente las propiedades termofísicas del fluido, reduciendo la eficiencia del transporte y alterando las condiciones de operación. En particular, se identificó que estas impurezas incrementan las pérdidas energéticas, lo que resalta la necesidad de control y monitoreo continuo de la composición del gas.

Respecto a la optimización del sistema, se determinó que el control de variables operativas como la presión de entrada y la temperatura del fluido permite reducir de manera significativa las pérdidas de presión y el consumo energético. Asimismo, la implementación de estrategias como la compresión intermedia y el aislamiento térmico contribuye a mantener condiciones dentro de la región monofásica, mejorando la eficiencia del transporte.

Adicionalmente, el análisis del número de Mach evidenció que el flujo se mantiene en régimen subsónico ($Mach < 1$) a lo largo del gasoducto, lo que garantiza condiciones estables para

el transporte del CO₂ supercrítico y evita riesgos de flujo transónico que podrían comprometer la integridad del gasoducto.

Finalmente, se concluye que la compresión del CO₂ es la estrategia más efectiva para optimizar su transporte, ya que permite mantener condiciones supercríticas estables, minimizar pérdidas de presión y mejorar la eficiencia energética del sistema. En conjunto, los resultados obtenidos confirman que un adecuado control de las variables termodinámicas y de diseño es fundamental para garantizar un transporte seguro, eficiente y técnicamente viable en el contexto de sistemas CCUS.

8. Recomendaciones

Se recomienda monitorear constantemente el flujo y composición, implementando sistemas de monitoreo de densidad, entalpía y composición del CO₂, para ajustar la operación en tiempo real y evitar pérdidas de eficiencia o problemas de flujo.

Se recomienda realizar mantenimiento para mejorar el aislamiento térmico, sustituyendo o modificando los tipos de aislamiento según las condiciones de temperatura de cada tramo, priorizando materiales con alta resistencia térmica para minimizar pérdidas de calor.

Se recomienda continuar empleando herramientas de modelamiento numérico para predecir el comportamiento del sistema bajo distintas condiciones operacionales y escenarios de mezcla de gases.

Se recomienda complementar los estudios técnicos del transporte de CO₂ con un análisis de viabilidad económica, analizando los costos de transporte por tramo y tonelada de CO₂

considerando materiales de construcción, distancia y complejidad del sistema y evaluando el costo-beneficio de implementar estrategias de optimización operativa.

Referencias Bibliográficas

- Adu, E., Zhang, Y., & Liu, D. (2019). Current situation of carbon dioxide capture, storage, and enhanced oil recovery in the oil and gas industry. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 97(5), 1048-1076. <https://doi.org/10.1002/cjce.23393>
- Anaya Gómez, M. A. (2023). Módulo de aprendizaje autónomo basado en simulaciones en Aspen-HYSYS para el estudio de intercambiadores de calor. Universidad Industrial de Santander.
- Baghoolizadeh, M., Rostamzadeh-Renani, R., Rostamzadeh-Renani, M., & Toghraie, D. (2021). A multi-objective optimization of a building's total heating and cooling loads and total costs in various climatic situations using response surface methodology. *Energy Reports*, 7, 7520–7538. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.10.092>
- Barasa, M. J. and Olanrewaju, O. A. (2023). Carbon Capture and Sequestration in The Energy Transition. *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management*. <https://doi.org/10.46254/in03.20230166>
- Candelo Aguilar, A. F. (2018). Estudio de viabilidad técnico-financiero de una planta de regasificación de GNL en el pacífico colombiano. Universidad Industrial de Santander.
- Carrión-Alcayde, B. M., Matos-Durán, R., Castellanos-Rodríguez, A., & Oca-Abella, O. M. de. (2022). Evaluación del sistema de compresión de la Combinada 2 de la Refinería de Petróleo Hermanos Díaz mediante el simulador Aspen HYSYS v8.8. *Tecnología Química*, 42(3), 487–502.
- Cruz Llerena, A., Pérez Ones, O., Zumalacárregui de Cárdenas, L., Almira Barceló, K., & Rosales Saborit, D. R. (2024). Simulación de la etapa de recuperación y purificación de dióxido de

- carbono en la producción de etanol. *Tecno - Lógicas* (Instituto Tecnológico Metropolitano), 27(59), e2845-16. <https://doi.org/10.22430/22565337.2845>
- Díaz Quimbay, J. A., & Quiroga Sierra, J. B. (2010). Modelamiento de flujo compresible por el método de volúmenes finitos en gasoductos. Universidad Industrial de Santander.
- Flórez Castañeda, J. L. (2025). Evaluación termo-hidráulica del transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural en gasoductos. Universidad Industrial de Santander.
- Ganjaroodi, S. Z., Fani, M., Zarifi, E., & Bentridi, S. (2024). Thermal-hydraulic modeling of CAREM-25 advanced small modular reactor using the porous media approach and COBRA-EN modified code. *Nuclear Engineering and Technology*, 56(5), 1574–1583. <https://doi.org/10.1016/j.net.2023.12.011>
- Jafri, Y., Ahlström, J., Furusjö, E., Harvey, S., Pettersson, K., Svensson, E., ... & Wetterlund, E. (2022). Double Yields and Negative Emissions? Resource, Climate and Cost Efficiencies in Biofuels With Carbon Capture, Storage and Utilization. *Frontiers in Energy Research*, 10. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.797529>
- Jimenez Aguirre, E. P. (2025). Estrategia de control feedback para un reactor de metanación: análisis mediante simulación con Aspen HYSYS. *Ingeniería Química*.
- Kim, T. W., Yoon, H. C., & Lee, J. Y. (2024). Review on carbon capture and storage (CCS) from source to sink; part 1: Essential aspects for CO₂ pipeline transportation. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 137, 104208. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2024.104208>
- Knoope, M. M. J., Guijt, W., Ramírez, A., & Faaij, A. P. C. (2014). Improved cost models for optimizing CO₂ pipeline configuration for point-to-point pipelines and simple networks.

- International Journal of Greenhouse Gas Control, 22, 25–46.
<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.12.016>
- Knoope, M. M. J., Ramírez, A., & Faaij, A. P. C. (2013). A state-of-the-art review of techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 16, 241–270. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.01.005>
- Li, R., Fei, C., Ding, X., & Fei, W. (2026). Optimal carbon capture and storage investments under global warming. *Research in International Business and Finance*, 82, 103229. <https://doi.org/10.1016/j.ribaf.2025.103229>
- Li, R., Fei, C., Ding, X., & Fei, W. (2026). Optimal carbon capture and storage investments under global warming. *Research in International Business and Finance*, 82, 103229. <https://doi.org/10.1016/j.ribaf.2025.103229>
- Lu, H., Ma, X., Huang, K., Fu, L., & Azimi, M. (2020). Carbon dioxide transport via pipelines: A systematic review. *Journal of Cleaner Production*, 266, 121994. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121994>
- Lu, J., Hu, Q., Zhang, D., Yan, F., Li, Y., & Nie, C. (2024). Numerical simulation of impurity-containing supercritical CO₂ pipeline transport in CCUS. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 138, 104236. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2024.104236>
- Marlon, Mazo, E., & Bermúdez Márquez, Raúl. (2026). Optimización de un sistema energético simple por Análisis Multiobjetivo (mo). Uac.edu.co. <https://doi.org/1692-8261>
- Mateo González, L. (2018). Comparación de los modelos económicos en el transporte de CO₂: Aplicación práctica de un ceoducto en Castilla y León (Trabajo Fin de Grado, E.T.S.I. de Minas y Energía, Universidad Politécnica de Madrid). Archivo Digital UPM. https://oa.upm.es/52914/1/TFG_Lydia_Mateo_Gonzalez.pdf

- Moshfeghian, M. (2012, enero). Transportation of CO₂ in Dense Phase. Campbell Tip of the Month. John M. Campbell & Co., Inc. Recuperado de <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2012/01/transportation-of-co2-in-dense-phase/>
- Moshfeghian, M. (2012, enero). Transportation of CO₂ in Dense Phase. Campbell Tip of the Month. John M. Campbell & Co., Inc. Recuperado de <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2012/01/transportation-of-co2-in-dense-phase/>
- Moshfeghian, M. (2012, enero). Variation of properties in the dense phase region; Part 1 – Pure Compounds – Campbell Tip of the Month. Campbell & Co., Inc. Recuperado de <https://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2009/12/variation-of-properties-in-the-dense-phase-region-part-1-pure-compounds/>
- Onyebuchi, V. E., Kolios, A., Hanak, D. P., Biliyok, C., & Manovic, V. (2018). A systematic review of key challenges of CO₂ transport via pipelines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2563–2583. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.064>
- Peletiri, S. P., Mujtaba, I. M., & Rahmanian, N. (2019). Process simulation of impurity impacts on CO₂ fluids flowing in pipelines. *Journal of Cleaner Production*, 240, 118145. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118145>
- Pereira, E. G., Fossa, A., Cerri, C. E. P., Omotuyi, O., Hylton-Edwards, H., Santos, E. M. d., ... & Toguedani, B. (2023). Advancing Sustainability through Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) Technologies: The Hydrogel Case Study. *Journal of Sustainable Development Law and Policy (The)*, 14(1), 218-250. <https://doi.org/10.4314/jsdlp.v14i1.11s>

- Picchi, D., & Ciriello, V. (2026). Impact of variability in inlet operating conditions on CO₂ transport in pipelines. *International Journal of Multiphase Flow*, 196, 105556. <https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2025.105556>
- Ramírez Merlano, R. L. (2015). Evaluación técnica para el transporte de CO₂ (Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería de Gas). Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Repositorio Noesis. <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/392c1b9e-542d-4e20-9651-8bc767972768/content>
- Shirdel, S., Valand, S., Fazli, F., Winther-Sørensen, B., Aromada, S. A., Karunarathne, S., & Øi, L. E. (2022). Sensitivity Analysis and Cost Estimation of a CO₂ Capture Plant in Aspen HYSYS. *ChemEngineering*, 6(2), 28. <https://doi.org/10.3390/chemengineering6020028>
- Skaugen, G., Roussanaly, S., Jakobsen, J., & Brunsvold, A. (2016). Techno-economic evaluation of the effects of impurities on conditioning and transport of CO₂ by pipeline. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 54, 627–639. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.07.025>
- Sliczniuk, O., & Oinas, P. (2024). Mathematical modelling of essential oil supercritical carbon dioxide extraction from chamomile flowers. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 103(6), 2737–2750. <https://doi.org/10.1002/cjce.25557>
- Sun, C., Yu, Z., Jia, L., Zhang, X., Zhao, Y., & Zhang, Z. (2025). Lightweight and insulation polylactide/poly(butyleneadipate-co-terephthalate) foam with good cushioning performance prepared by supercritical CO₂. *Industrial Crops and Products*, 223, 120067. <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2024.120067>

- Tian, Q., Zhao, D., Li, Z., & Zhu, Q. (2017). Robust and stepwise optimization design for CO₂ pipeline transportation. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 58, 10–18. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.01.003>
- Tirado Ballesteros, D. H., & Umaña Caballero, L. M. (2021). Estudio conceptual de la tecnología de captura de CO₂ por medio de la absorción de aminas y su efecto en la corrosión de aceros al carbono. Universidad Industrial de Santander.
- Togay, A., Serik, G., & Lee, W. (2025). Optimizing carbon capture and storage (CCS) infrastructure development using a python tool for source-sink matching and cluster formation. *Journal of Cleaner Production*, 525, 146563. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.146563>
- Tolentino, S. L., & Mirez, J. (2025). ANÁLISIS COMPARATIVO DE PATRONES DE FLUJO EN TOBERAS PLANAS Y CÓNICAS FUERA DE DISEÑO. *INGENIUS*, 33, 115–127. <https://doi.org/10.17163/ings.n33.2025.10>
- View of Thermohydraulic modeling in transient state for evaluation of pipeline shutdown and restart procedures. (2026). *Ecopetrol.com.co*. <https://ctyf.journal.ecopetrol.com.co/index.php/ctyf/article/view/179/61>
- Zanobetti, F., Martynov, S., Cozzani, V., & Mahgerefteh, H. (2023). Multi-objective economic and environmental assessment for the preliminary design of CO₂ transport pipelines. *Journal of Cleaner Production*, 411, 137330. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137330>
- Zhang, Z. X., Wang, G. X., Massarotto, P., & Rudolph, V. (2006). Optimization of pipeline transport for CO₂ sequestration. *Energy Conversion and Management*, 47(6), 702–715. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.06.001>

- Ziółkowski, P., Madejski, P., Amiri, M., Kuś, T., Stasiak, K., Subramanian, N., Pawlak-Kruczek, H., Badur, J., Niedźwiecki, Ł., & Mikielwicz, D. (2021). Thermodynamic Analysis of Negative CO₂ Emission Power Plant Using Aspen Plus, Aspen Hysys, and Epsilon Software. *Energies*, 14(19), 6304. <https://doi.org/10.3390/en14196304>
- Perez, M. L., Rodríguez, M., Pellerano, M., & Delebarre, A. (2012). Technico-Economical Technico-Economical Evaluation of CO₂ Transport in an Adsorbed Phase. *Low Carbon Economy*, 03(01), 21–33. <https://doi.org/10.4236/lce.2012.31004>