Impacto de la concentración de CO_2 en la compresión para la inyección de gas en un campo del putumayo mediante una simulación en Aspen Hysys

Juan David Pinilla Rodríguez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

Germán González Silva

Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización de Ingeniería del gas

Bucaramanga

2026

Tabla de Contenido

Introducción 9
1. Planteamiento del problema 11
1.1. Justificación 12
2. Objetivo general 14
2.1. Objetivos específicos 14
3. Conceptos generales y estado del arte 15
3.1. Condiciones generales 15
3.1.1. Premisas de diseño 17
3.1.2. Criterios de diseño 20
3.2. Estado del arte 20
3.2.1. Compresión de gases con CO_2 21
3.2.2. CO_2-EOR en Colombia 22
3.2.3. Optimización EOR y almacenamiento 24
3.2.4. Almacenamiento geológico 25
3.2.5. Síntesis y brecha investigativa 26
3.3. Marco teórico conceptual 27
3.3.1. Compresores 27
4. Metodología 32
5. Propiedades de dos gases con diferentes concentraciones molares de CO2 33
6. Simulación 38
6.1. Relación de compresión 38
6.2. Ruta termodinámica 40
6.3. Montaje de la simulación 42
7. Resultados 45
7.1. Comportamiento de la potencia frente a la fracción molar de CO2 45
7.1.1. Variabilidad de la potencia con un flujo mayor 52
7.1.2. Consolidado de resultados de potencia y temperatura de descarga 56
7.2. Comportamiento de la fracción molar frente a las propiedades termodinámicas del gas. 58

7.2.1. Relación entre las propiedades del gas y la potencia requerida 63
8. Conclusiones 74
Referencias bibliográficas 77

Lista de figuras

Figura 1. Ubicación de los pozos. 15
Figura 2. Pronósticos de producción. 16
Figura 3. Propiedades de dos gases con diferente concentración de CO2. 35
Figura 4. Envolvente de fases para dos gases con diferente concentración de CO2. 36
Figura 5. Ruta termodinámica del proceso de conversión 41
Figura 6. Esquema de simulación final 44
Figura 7. Comportamiento de la potencia del compresor 1 en función de la concentración de CO2. 46
Figura 8. Temp. descarga del compresor 1 en función de la concentración de CO2. 48
Figura 9. Comportamiento de la potencia del compresor 2 en función de la concentración de CO2. 50
Figura 10. Temp. descarga del compresor 2 en función de la concentración de CO2. 51
Figura 11. Potencia para un flujo de 34MMSCFD (4 veces el flujo de proceso) 53
Figura 12. Temperatura de descarga para 4 veces el flujo de proceso 55
Figura 13. Relación de calores específicos en función de la concentración molar de CO2 59
Figura 14. Relación de la gravedad específica en función de la concentración molar de CO2 ... 60
Figura 15. Relación del factor de compresibilidad en función de la concentración molar de CO2 61
Figura 16. Relación de la viscosidad en función de la concentración molar de CO2 62
Figura 17. Potencia del compresor en función del peso molecular 64
Figura 18. Temperatura de descarga del compresor en función del peso molecular 65
Figura 19. Potencia del compresor en función de la densidad 66
Figura 20. Temperatura de descarga del compresor en función de la densidad 67
Figura 21. Potencia del compresor en función de la relación de calores específicos 68
Figura 22. Temperaturas de descarga del compresor en función de la relación de calores específicos 69
Figura 23. Potencia del compresor en función de la viscosidad. 70
Figura 24. Temperatura de descarga del compresor en función de la viscosidad. 71

Figura 25. Potencia del compresor en función del factor Z. 72
Figura 26. Temperatura de descarga del compresor en función del factor Z. 73

Lista de tablas

Tabla 1. Cromatografías históricas del campo. 18
Tabla 2. Condiciones de operación del sistema de compresión 19
Tabla 3. Variables de proceso 27
Tabla 4. Eficiencias politrópicas e isentrópicas de los compresores 29
Tabla 5. Metodología 32
Tabla 6. Relaciones de compresión 39
Tabla 7. Presiones de operación etapas de compresión 40
Tabla 8. Condiciones compresor 1 45
Tabla 9. Condiciones compresor 2 49
Tabla 10. Resultados potencia compresores 56
Tabla 11. Resultados temperatura de descarga compresores 56
Tabla 12. Resultados potencia compresores con 4 veces el flujo 57

Resumen

Título: Impacto de la concentración de CO_2 en la compresión para la inyección de gas en un campo del putumayo mediante una simulación en aspen hysys.*

Autor: Juan David Pinilla Rodríguez. **

Palabras Clave: Compresión CO_2, potencia de compresión, temperatura descarga compresor.

Descripción: Este proyecto analiza el impacto de la concentración de dióxido de carbono (CO_2) sobre la potencia requerida y la temperatura de descarga de un sistema de compresión para la inyección de gas en un campo del Putumayo, mediante simulación en Aspen HYSYS. El estudio se realiza para el gas representativo del campo cuyo contenido de CO_2 es de 54% molar.

La metodología comprendió la caracterización termodinámica de dos corrientes representativas (54% y 94%molar) y la construcción de un modelo de dos trenes de compresión, desde 100 hasta 1800 psig. Posteriormente, se realizó un análisis de sensibilidad sobre la composición del gas, variando la fracción molar de CO_2 entre 0 y 0,54, mientras se mantuvieron constantes el caudal estándar de 8,5 MMSCFD, las presiones y temperaturas de entrada y la eficiencia politrópica.

Los resultados muestran que a mayor contenido de CO_2, la potencia total del tren aumenta de 1663 a 1764 HP, equivalente a un incremento de 6,1%. Asimismo, la temperatura de descarga aumenta de 278 a 305 °F en la primera etapa y de 340 a 359 °F en la segunda. Estas tendencias responden al cambio conjunto de las propiedades termodinámicas y al incremento del flujo másico asociado al mayor peso molecular. Los resultados aportan una base técnica para evaluar potencia, enfriamiento y límites operativos, sin sustituir la selección definitiva del equipo ni una evaluación económica integral.

---

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de petróleo y gas. Director: German Gonzáelz Silva. PhD en ingeniería química.

Abstract

Title: Impact of CO_2 concentration on compression for gas injection in a Putumayo field, using an Aspen HYSYS simulation. *

Author: Juan David Pinilla Rodríguez. **

Key words: CO_2 compression, compression power, compressor discharge temperature.

Description: This project analyzes the impact of carbon dioxide (CO_2) concentration on the power requirements and discharge temperature of a gas compression system designed for injection into a field in Putumayo, using Aspen HYSYS simulation. The study focuses on a representative field gas with a CO_2 content of 54 mol%.

The methodology involved the thermodynamic characterization of two representative gas streams containing 54 and 94 mol% CO_2 and the development of a two-stage compression model operating from 100 to 1800 psig. A sensitivity analysis was then performed by varying the CO_2 mole fraction from 0 to 0.54 while keeping the standard gas flow rate of 8.5 MMSCFD, inlet pressures and temperatures, and polytropic efficiency constant.

The results show that increasing the CO_2 content raises the total compression train power requirement from 1,663 to 1,764 HP, corresponding to a 6.1% increase. Similarly, the discharge temperature increases from 278 to 305 °F in the first stage and from 340 to 359 °F in the second stage. These trends reflect the combined changes in thermodynamic properties and the increase in mass flow rate associated with the higher molecular weight of the mixture. The findings provide a technical basis for assessing power requirements, cooling needs, and operating limits, without replacing final equipment selection or a comprehensive economic evaluation.

---

* Degree work.

** Faculty of Engineering. School of Petroleum and Gas Engineering. Director: German Gonzáelz Silva, PhD in Chemical Engineering.

Introducción

El crecimiento de las estrategias de descarbonización en la industria del petróleo y gas ha impulsado el desarrollo de tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (*Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS).* Dentro de esta cadena tecnológica, la compresión constituye una etapa determinante, pues permite acondicionar corrientes ricas en dióxido de carbono (CO_2) para su transporte, utilización industrial o inyección en yacimientos para recobro mejorado o almacenamiento. La tecnología CCS contempla, de manera general, la captura del CO_2 en fuentes estacionarias, su compresión para transporte y/o su inyección en formaciones geológicas. Las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) se han consolidado como una alternativa para reducir emisiones de CO_2 y, simultáneamente, generar valor mediante procesos de recobro mejorado de hidrocarburos (CO_2-EOR). En Colombia, la estrategia de caracterización de subsuelo de Ecopetrol contempla la evaluación de inyección continua de CO_2, inyección alternada de agua y gas (WAG-CO_2) e inyección de agua carbonatada (CWI), junto con el almacenamiento asociado de CO_2 en yacimientos depletados y en formaciones geológicas aptas. Estos esquemas buscan integrar la reducción de emisiones con el incremento del factor de recobro y el aprovechamiento del espacio poroso disponible en el subsuelo (Cubillos et al., 2025).

La relevancia de estudiar la compresión de corrientes con CO_2 se debe a que este componente posee propiedades termodinámicas notablemente diferentes a las de los hidrocarburos usualmente presentes en el gas natural (metano). La variación de la fracción molar de CO_2 modifica la masa molecular de la mezcla, el factor de compresibilidad, la gravedad específica, la capacidad calorífica y la viscosidad. En consecuencia, bajo iguales condiciones de caudal, presión de succión, presión de descarga y eficiencia, cambios en la concentración de CO_2 pueden modificar la potencia del compresor, su temperatura de descarga y, potencialmente, el número de etapas requerido en un sistema de compresión. Este efecto adquiere una importancia adicional cuando las condiciones de operación se aproximan a la región crítica del CO_2 (temperatura crítica de 88 °F y presión crítica

cercana a 1070 psig), debido a que pequeñas variaciones de presión o temperatura pueden producir cambios pronunciados de sus propiedades físicas. En Colombia, la discusión sobre CO_2 ha cobrado relevancia por el potencial de implementación de proyectos CCUS asociados a fuentes industriales, complejos de refinación, plantas de procesamiento de gas natural y campos maduros (Agencia Nacional de Hidrocarburos, s. f.; García-Arévalo y Vargas-Jiménez, 2018).

Aunque los estudios colombianos disponibles se enfocan principalmente en el potencial de almacenamiento, el recobro mejorado, la inyectividad, el comportamiento del yacimiento y la integridad operativa, estos antecedentes confirman que la compresión y el acondicionamiento de corrientes con CO_2 son eslabones indispensables para el desarrollo de aplicaciones CCUS nacionales. Sin embargo, se identifica una brecha en trabajos orientados específicamente a cuantificar la sensibilidad de la potencia requerida por un compresor frente a variaciones sistemáticas de la concentración de CO_2 en corrientes gaseosas de composición representativa.

Este documento presenta mediante un análisis de sensibilidad realizado en Aspen Hysys, el comportamiento de la potencia requerida de un compresor ante diferentes concentraciones de CO_2 en una corriente de gas para las mismas condiciones de proceso (presión, temperatura y flujo). El estudio permitirá establecer la relación entre la composición del fluido y los principales parámetros energéticos y termodinámicos del proceso de compresión.

1. Planteamiento del problema

El gas producido en el campo objeto de estudio presenta una alta variabilidad en su concentración de CO_2, con fracciones molares entre 54% y 94%. De acuerdo con los pronósticos de producción suministrados por la operadora, el campo alcanzaría un caudal máximo cercano a 8.5 MMSCFD. Bajo estas condiciones, la proporción de gas combustible o gas dulce potencialmente recuperable es limitada, mientras que la alta disponibilidad de CO_2 abre la posibilidad de emplear la corriente como fluido de inyección dentro de una estrategia de recobro mejorado y/o almacenamiento asociado de carbono. Esta alternativa es consistente con los planteamientos de CCUS en Colombia, en los que el CO_2 se considera no solo como una corriente que debe gestionarse, sino como un recurso para aumentar la recuperación de hidrocarburos y contribuir a objetivos de descarbonización.

Sin embargo, la decisión entre inyectar directamente la mezcla producida o implementar un proceso previo de endulzamiento que permita separar y aprovechar los componentes volátiles plantea una incertidumbre técnica y energética relevante. El endulzamiento modificaría la composición de la corriente destinada a inyección, incrementando su contenido de CO_2 y reduciendo la presencia de componentes livianos. Este cambio composicional puede alterar las propiedades termodinámicas del fluido y, en consecuencia, las condiciones de compresión requeridas para alcanzar la presión de inyección. En particular, podrían variar la potencia demandada por el compresor, la temperatura de descarga, y las propiedades del gas.

Los antecedentes nacionales muestran que la composición y la disponibilidad de CO_2 son variables relevantes en la selección de estrategias de inyección. Por tanto, no basta con establecer la conveniencia conceptual de separar los hidrocarburos antes de la inyección; es necesario cuantificar el efecto que tendría la concentración de CO_2 sobre el sistema de compresión. Un análisis de sensibilidad permitirá comparar escenarios representativos de la corriente de

producción, identificar tendencias en la demanda de potencia y en la temperatura de descarga, y generar criterios técnicos para evaluar preliminarmente el impacto energético de un eventual endulzamiento previo a la inyección. Este análisis no pretende definir por sí solo la viabilidad económica integral del proceso de endulzamiento, sino aportar la base termodinámica y energética requerida para sustentar una decisión posterior de proceso. En este sentido, la pregunta central de este proyecto es: ¿Cómo influye la variación de la concentración molar de CO_2, sobre la potencia requerida, la temperatura de descarga y el comportamiento termodinámico del sistema de compresión de una corriente de gas destinada a inyección?

1.1 Justificación

La presente monografía se justifica en la necesidad práctica de comprender cómo la variación en la concentración de CO_2 afecta la potencia requerida y la temperatura de descarga en sistemas de compresión de gas operados a alta presión. En el campo estudiado, el gas producido presenta fracciones molares de CO_2 significativamente altas y variables, lo que condiciona el diseño y la operación de los equipos de compresión utilizados para inyección o manejo de la corriente. Analizar este efecto mediante simulación permite anticipar requerimientos energéticos, posibles limitaciones térmicas y consideraciones de integridad mecánica, aportando criterios técnicos para la toma de decisiones sobre alternativas de manejo del gas (por ejemplo, endulzamiento previo, inyección directa o configuración de etapas de compresión).

Desde el punto de vista teórico, el trabajo contribuye a ampliar el entendimiento del comportamiento termodinámico de mezclas gaseosas ricas en CO_2 en procesos de compresión, integrando conceptos de gas real, ecuaciones de estado y eficiencia politrópica en un caso de estudio colombiano. La sensibilidad de la potencia y de la temperatura de descarga frente a cambios en composición, factor de compresibilidad, gravedad específica, densidad y viscosidad

aporta información útil para el área de ingeniería del gas, en un contexto donde las tecnologías CCUS y los proyectos de recobro mejorado con CO_2 requieren herramientas de análisis cada vez.

2. Objetivo general

Analizar el impacto de la concentración de CO2 en las variables del sistema de compresión de un gas en un campo de Putumayo para el máximo flujo de acuerdo con los pronósticos de gas, utilizando el simulador Aspen Hysys.

2.1 Objetivos específicos

- Caracterizar las propiedades termodinámicas del gas para dos (2) diferentes concentraciones de CO_2 con ayuda del simulador de HYSYS.
- Determinar y analizar el comportamiento de la potencia del compresor(es) en función de la concentración de CO2 mediante una sensibilidad realizada en el simulador de HYSYS.
- Analizar como los cambios generados sobre el factor de compresibilidad, gravedad específica, viscosidad y densidad inducidos por el cambio de concentración de CO2, afectan sobre la potencia del compresor y la temperatura de descarga del compresor.

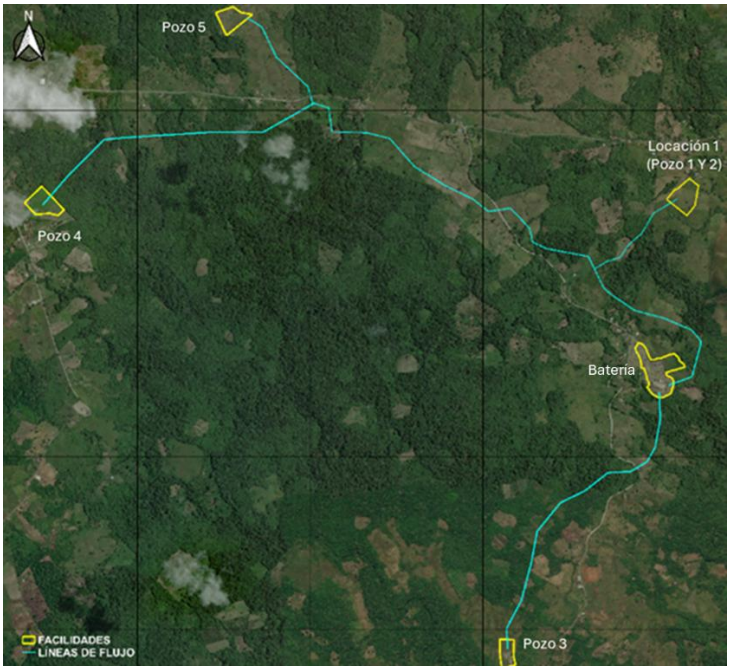
3. Conceptos generales y estado del arte

3.1 Condiciones generales

La ubicación general del campo objeto de estudio de esta monografía y la distribución de sus pozos se presentan en la Figura 1 Dentro de la infraestructura existente, el Pozo 3 cuenta con las condiciones habilitadas para la inyección de gas; por esta razón, constituye el punto de interés para el desarrollo de la presente monografía. El análisis se enfoca en el comportamiento de la corriente gaseosa que podría ser comprimida e inyectada en este pozo. De acuerdo con las premisas de diseño y los estudios de inyectividad realizados por parte de la operadora, la presión de inyección corresponde a 1800psig.

Figura 1.

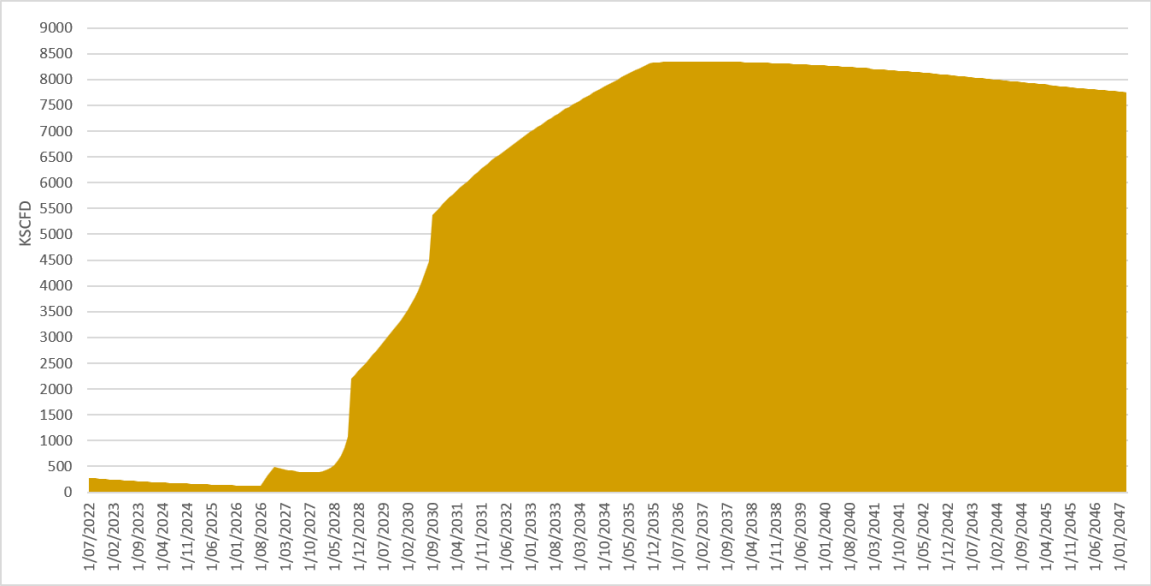
Ubicación de los pozos.



Los pronósticos de producción empleados en este estudio fueron suministrados por la operadora del campo. La Figura 2 presenta los perfiles de producción, en los cuales se identifica un caudal máximo estimado de aproximadamente 8,5 MMSCFD. Este valor se adopta como referencia para el análisis de las condiciones de operación y de los requerimientos del sistema de compresión de gas.

Figura 2.

Pronósticos de producción.



Nota. Tomado de los pronósticos de producción suministrados por Ecopetrol.

El gas producido en el campo objeto de estudio está asociado a un proceso de recobro mejorado mediante inyección de gas desarrollado en un campo limítrofe. La corriente de gas inyectada en dicho campo presenta una concentración elevada de dióxido de carbono (CO_2), cercana al 94% molar. Como consecuencia de la comunicación entre ambos sistemas y de la migración de la corriente gaseosa, se prevé que el gas producido en el campo de interés presente también una fracción importante de CO_2.

De acuerdo con las cromatografías de gas suministradas por la operadora del campo, la composición de la corriente producida presenta variaciones significativas en el contenido de CO_2, con fracciones molares entre 55% y 94%, tal como se muestra en la Tabla 1 de las premisas de diseño.

La variabilidad composicional observada es relevante para el presente estudio, dado que el contenido de CO_2 puede modificar propiedades como la masa molecular, el factor de compresibilidad, la densidad, el calor específico y el comportamiento de fases de la mezcla gaseosa. Por tanto, las cromatografías disponibles se emplearán como casos de referencia para evaluar la sensibilidad de la potencia requerida por el compresor y de la temperatura de descarga frente a cambios en la concentración de CO_2.

3.1.1 Premisas de diseño

Para realizar la determinación de las propiedades y el montaje de la simulación, se debe establecer unos parámetros mínimos los cuales ya están definidos como parte de la operación o como una premisa de diseño de ingeniería establecida en los diferentes estándares y guías de la industria (American Petroleum Institute [API], 1991; Ecopetrol, 2022; GPSA, 2017).

- La cromatografía de los gases disponible por parte del área de operaciones es presentada en la Tabla 1. Con estas cromatografías se realizan los análisis y sensibilidades pertinentes para el presente estudio. La cromatografía del gas de batería al ser el gas representativo del campo es el que se usará para realizar las sensibilidades en los trenes de compresión.

Tabla 1.

Cromatografías históricas del campo.

PARÁMETRO	GAS BATERÍA (%MOLAR)	GAS POZO X (%MOLAR)
N - METANO	14,59	2,79
OXÍGENO	1,05	0,02
NITRÓGENO	14,59	0,36
CO_2	54,70	94,00
N - ETANO	1,05	0,52
N - PROPANO	5,66	0,82
ISO - BUTANO	1,51	0,19
N - BUTANO	3,61	0,52
ISO - PENTANO	1,26	0,21
N - PENTANO	1,17	0,23
N - HEXANO (+)	0,28	0,09
N - HEPTANO (+)	0,31	0,01
N - OCTANO (+)	0,10	0,19
N - NONANO (+)	0,02	0,03
N - DECANO (+)	0,07	0,02
GRAVEDAD ESPECÍFICA (Air=1 @ 14,73 psia& 60F)	1,3511	1,5078
PESO MOLAR (G/GMOL)	39,01	43.53
DENSIDAD GAS IDEAL (60°F)	1,6467	1,8377
VALOR CALORÍFICO IDEAL BRUTO (60°F)	650	120
VALOR CALORÍFICO IDEAL NETO (60°F)	586	108
PRESIÓN PSEUDO CRÍTICA (PSIA)	842	1041
TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA (°R)	497	546
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS (Z @ 14,65 psi a 60°F)	0,8301	0,9206

- En el lugar donde se ubicarán los compresores, se espera una presión promedio de 100psig, este valor se asume como la presión de succión para todos los compresores. Y de acuerdo con las pruebas de inyectividad, la presión a la que se debe inyectar es a 1800psig. Estas dos presiones serán fijas para la evaluación de las diferentes sensibilidades que se exponen en este documento.
- De acuerdo con los pronósticos de producción entregados por la operadora del campo y presentados en la Figura 2, el pico máximo de flujo corresponde a 8.5MMSCD. Las sensibilidades se usarán manteniendo este caudal fijo, más no manteniendo el flujo másico fijo, esto es muy importante por que son dos maneras diferentes de ver las cosas que podrían tener comportamientos diferentes.
- En cabeza de pozo, se tiene un rango de temperatura entre 80° a 100°F, para efectos de la simulación se toma la temperatura menor, que es donde se tendría un fluido más denso, por lo tanto, el compresor debería requerir más potencia.
- La simulación y los análisis de sensibilidad se realizaron en Aspen HYSYS.

En la Tabla 2 se presenta el resumen de todas las condiciones de proceso, las cuales son la base de la simulación

Tabla 2.

Condiciones de operación del sistema de compresión

Premisas de diseño	
Presión de succión	100 psig
Presión de descarga	1800 psig
Flujo máximo	8.5 MMSCFD
Temperatura mínima	80 °F

3.1.2 Criterios de diseño

El número de etapas dependerá principalmente de la relación de compresión establecida de acuerdo con la ecuación propuesta por Arnold y Stewart (2008). A continuación, se presenta la ecuación que debe ser tenida en cuenta para definir el número de etapas

$$3 < R = \left(\frac{P_D}{P_S}\right)^{1/n} < 4 \quad (5)$$

Donde

R Relación de compresión.

P_D Presión de descarga.

P_S Presión de succión.

n Número de etapas.

3.2 Estado del arte

A continuación, se presentan los principales antecedentes técnicos y científicos relacionados con la compresión de gases ricos en CO_2 y con las aplicaciones de CCUS y CO_2-EOR en Colombia y en otros contextos. Se pretende contextualizar la problemática de estudio, mostrando cómo la composición del gas, las propiedades termodinámicas y las estrategias de inyección se han abordado en trabajos previos, e identificando la brecha específica que esta monografía busca cubrir: la evaluación sistemática de la potencia de compresión y de la temperatura de descarga en función de la concentración de CO_2 para condiciones representativas de un campo colombiano.

3.2.1 Compresión de gases con CO_2

La incorporación de tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) en la industria de hidrocarburos ha incrementado la necesidad de estudiar el comportamiento de corrientes gaseosas con alto contenido de CO_2 durante las etapas de acondicionamiento, transporte, compresión e inyección. En estos sistemas, el CO_2 no debe considerarse únicamente como un componente ácido que debe separarse para cumplir especificaciones comerciales de gas; también puede constituir el fluido principal de una corriente destinada a recobro mejorado de hidrocarburos o almacenamiento geológico. Por tanto, la composición de la mezcla influye directamente sobre sus propiedades termodinámicas y, en consecuencia, sobre la energía requerida para su compresión.

La potencia demandada por un compresor depende, entre otras variables, del caudal másico, las condiciones de succión y descarga, la relación de compresión, la eficiencia del equipo y las propiedades termodinámicas de la corriente. Al aumentar o disminuir la concentración de CO_2 en una mezcla con hidrocarburos livianos, se modifican la masa molecular, el factor de compresibilidad, la densidad, la capacidad calorífica, la viscosidad y el comportamiento de fases. Estos cambios pueden alterar tanto el trabajo específico de compresión como la temperatura de descarga, por lo que la selección de una ecuación de estado adecuada es necesaria para representar el comportamiento de gas real. Estudios de modelamiento de sistemas CO_2–hidrocarburos han empleado la ecuación de estado Peng–Robinson para describir el equilibrio de fases y las propiedades termodinámicas de mezclas de interés para captura y almacenamiento de carbono (Lasala et al., 2017).

En particular, el trabajo de Gasparin (2023) desarrolló un análisis de sensibilidad y optimización de un tren de cuatro compresores centrífugos que opera con CO_2 supercrítico. La metodología integró modelamiento termodinámico, análisis fluidodinámico unidimensional y

simulación CFD, demostrando que las condiciones termodinámicas cercanas a la región crítica y la distribución de la compresión por etapas pueden afectar de manera importante la potencia total y la estabilidad operativa. Mediante la optimización del tren se obtuvo una reducción de 14,09% en la potencia respecto a la configuración inicial. Este antecedente evidencia que el análisis de la potencia de compresión debe considerar la variación real de las propiedades del fluido, especialmente en corrientes ricas en CO_2.

Adicionalmente, estudios sobre corrientes de gas asociado han demostrado que la concentración de CO_2 afecta el desempeño de las unidades de acondicionamiento y las demandas energéticas de proceso. Un análisis realizado por Vargas-Reyes et al. (2023) mediante Aspen HYSYS v10 para gases asociados con concentraciones de CO_2 entre 3% y 12% molar indicó que el incremento de CO_2 modifica el perfil de temperatura en la sección de endulzamiento y puede reducir la eficiencia de remoción cuando se superan determinados niveles de carga de CO_2 en el solvente. Aunque el rango de composición evaluado es inferior al considerado en esta monografía, dicho trabajo confirma que las variaciones de CO_2 afectan las propiedades de proceso y obligan a reconsiderar la configuración y el consumo energético de las instalaciones de tratamiento.

3.2.2 CO_2-EOR en Colombia

En Colombia, el desarrollo de aplicaciones CCUS se ha vinculado principalmente con la inyección de CO_2 para recobro mejorado de hidrocarburos (CO_2-EOR), la inyección de agua carbonatada (CWI), la inyección alternada de agua y gas (WAG-CO_2) y el almacenamiento geológico. El documento *Advancing CCUS for Carbon Neutrality: Execution of Subsurface Characterization at Ecopetrol* (Cubillos et al., 2025) plantea que estas tecnologías pueden contribuir a la reducción de emisiones y, a la vez, generar valor mediante incremento del recobro. La estrategia de Ecopetrol ha priorizado cuatro grupos regionales, incluyendo el Valle Medio del

Magdalena, Putumayo, Caribe, Llanos y Piedemonte, con evaluaciones de inyección continua de CO_2, WAG-CO_2, CWI y almacenamiento en yacimientos depletados.

En el Valle Medio del Magdalena existe un historial de aplicación de CO_2 desde finales de la década de 1970. Los estudios iniciales incluyeron trabajos de laboratorio, simulación numérica y modelamiento de yacimientos, los cuales respaldaron ensayos de estimulación cíclica con CO_2 (*Huff and Puff*) e inyección de agua carbonatada (Cubillos et al., 2025). Posteriormente, en 2008 se realizó un piloto de inyección de CO_2 en fase líquida para recobro incremental. Estos antecedentes evidencian que las aplicaciones con CO_2 en Colombia no se limitan a propuestas conceptuales, sino que cuentan con experiencias de campo que han permitido generar conocimiento sobre inyectividad, comportamiento de fluidos, integridad de pozos y operación de facilidades.

El trabajo de Sáchica et al. (2026), denominado *Results of a New CO_2 EOR Project in Colombia 18 Years after its Last Application*, reporta un nuevo piloto de CO_2-EOR en yacimientos permeables y depletados. El estudio evaluó la inyección de CO_2 tanto en fase líquida como gaseosa y utilizó mediciones de presión de fondo para analizar la inyectividad, las interacciones fluido–roca y el comportamiento inicial de almacenamiento. Los resultados confirmaron la factibilidad técnica de las dos modalidades de inyección, aunque señalaron que cada fase requiere estrategias operacionales e inversiones diferenciadas.

Este antecedente resulta relevante para el presente estudio porque las condiciones de fase y la composición de la corriente determinan las propiedades con las cuales el fluido ingresa al sistema de inyección. Antes de llegar al pozo, la corriente debe ser acondicionada y llevada a la presión requerida mediante compresión, enfriamiento y, según el esquema de operación, bombeo en fase densa o líquida. Por ello, la potencia requerida en compresión y la temperatura de descarga son variables que deben analizarse desde las etapas preliminares del diseño, particularmente

cuando se consideran corrientes con elevada concentración de CO_2 o con contenidos variables de hidrocarburos livianos.

3.2.3 Optimización EOR y almacenamiento

Victoria et al. (2025) desarrollaron un flujo de trabajo integrado para evaluar estrategias de CO_2-EOR y almacenamiento en un campo de la cuenca del Magdalena. El trabajo comparó inyección continua de CO_2, WAG-CO_2 y CWI mediante simulación composicional, caracterización de fluidos validada en laboratorio, modelamiento de regiones de equilibrio y ajuste histórico asistido por aprendizaje automático. Para la representación del comportamiento de los fluidos se empleó una ecuación de estado Peng–Robinson de siete componentes, complementada con pruebas de *flash* y ensayos de hinchamiento.

Los resultados señalaron que el aumento de CO_2 en el yacimiento reduce la viscosidad del crudo por efecto de hinchamiento, incrementa la masa de CO_2 inmovilizada y genera una leve incorporación del gas en la fase acuosa. Además, al comparar la saturación residual de aceite inicial con las condiciones finales de los escenarios de inyección, se observaron reducciones cercanas a 2% en diferentes casos de CO_2. Los resultados confirman que, en el yacimiento, la fracción de CO_2 controla fenómenos de equilibrio y propiedades PVT que deben ser representados con rigor en toda la cadena de proceso.

Desde la perspectiva de esta monografía, la simulación composicional y el uso de ecuaciones de estado de gas real constituyen antecedentes metodológicos relevantes. Si la concentración de CO_2 modifica las propiedades de una mezcla en condiciones de yacimiento, también puede modificar las propiedades que intervienen en la determinación de la potencia del compresor, como densidad, factor de compresibilidad y capacidad calorífica. Por tal razón, el análisis de sensibilidad propuesto debe conservar condiciones operacionales claramente definidas

y variar de manera controlada la fracción molar de CO_2 para aislar su efecto sobre la energía requerida por la compresión.

3.2.4 Almacenamiento geológico

García-Arévalo y Vargas-Jiménez (2025) evaluaron el potencial de almacenamiento geológico de CO_2 en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena mediante un modelo de cuenca desarrollado en Petrel y PetroMod. El análisis se centró en las formaciones Ciénaga de Oro y Porquero, empleando información estructural, estratigráfica, sedimentológica, térmica y litológica. El modelo permitió simular temperatura, presión de poro, gradientes geotérmicos y de presión, porosidad efectiva, saturación de CO_2 y rutas de migración.

El estudio consideró un período de inyección de 50 años y una proyección posterior de 200 años. Las simulaciones identificaron como zonas más favorables para almacenamiento las regiones central y noroccidental de la cuenca, donde se presentan condiciones térmicas y de presión favorables para el confinamiento de CO_2. Los autores modelaron una inyección de CO_2 a 31,04 °C y 1 071 psi, con densidad líquida de 818 kg/m³, y destacaron que las condiciones de profundidad, temperatura y presión son determinantes para mantener el CO_2 en estado denso o supercrítico y aprovechar el volumen poroso disponible.

En este contexto, la compresión constituye un vínculo entre la fuente de CO_2 y el almacenamiento geológico. La presión de descarga del sistema superficial debe ser suficiente para permitir el transporte y la inyección, teniendo en cuenta las pérdidas de presión en tuberías, el gradiente hidrostático y la presión de fondo requerida. Por consiguiente, el análisis de la potencia de compresión frente a diferentes concentraciones de CO_2 aporta información para evaluar el costo

energético preliminar de acondicionar corrientes gaseosas destinadas a almacenamiento o inyección.

3.2.5 Síntesis y brecha investigativa

La literatura revisada confirma que Colombia cuenta con antecedentes de manejo e inyección de CO_2 en proyectos de recobro mejorado, almacenamiento geológico, fracturamiento hidráulico (Reina et al., 2025) y estudios de caracterización de subsuelo (Cubillos et al., 2025). Los trabajos nacionales se han concentrado en determinar la inyectividad, la capacidad de almacenamiento, el desempeño del recobro, la integridad de pozos, la interacción del CO_2 con roca y fluidos, y la selección de estrategias de inyección.

Asimismo, los antecedentes internacionales y nacionales sobre modelamiento termodinámico muestran que el contenido de CO_2 modifica de manera importante las propiedades de una mezcla gaseosa y el comportamiento de las unidades de acondicionamiento. No obstante, en la bibliografía revisada se identifica una limitada evaluación específica de la variación de la potencia de compresión y de la temperatura de descarga ante concentraciones muy altas de CO_2, como el intervalo entre 54% y 94% molar considerado en esta monografía.

En consecuencia, el presente trabajo busca cubrir esta brecha mediante un análisis de sensibilidad que determine cómo la fracción molar de CO_2 afecta la potencia requerida por el compresor, la temperatura de descarga y las propiedades termodinámicas de la corriente de gas destinada a inyección. El estudio se fundamentará en la representación de gas real mediante una ecuación de estado apropiada y en la comparación de escenarios con condiciones de caudal, presión de succión, presión de descarga y eficiencia definidas, de manera que sea posible atribuir los cambios observados principalmente a la variación de composición.

3.3 Marco teórico conceptual

3.3.1 Compresores

La compresión es una operación fundamental en los sistemas de recolección, tratamiento, transporte e inyección de gas, ya que permite elevar la presión de una corriente hasta el nivel requerido por las condiciones de proceso o por la presión de inyección del pozo. En el presente estudio, la compresión se analiza para una corriente de gas con concentración variable de dióxido de carbono (CO_2), por lo cual resulta necesario considerar el efecto de la composición sobre las propiedades termodinámicas de la mezcla y sobre la potencia requerida por el equipo.

Como referencia para la selección preliminar del equipo se emplean los criterios establecidos en el GPSA Engineering Data Book (Gas Processors Suppliers Association [GPSA], 2017), en el cual la selección del tipo de compresor se realiza principalmente en función del caudal volumétrico de gas y de la presión de descarga requerida. Las condiciones generales de proceso utilizadas para esta selección se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3.

Variables de proceso

VARIABLE	VALOR
$P_{\text{succión}}$ (psig)	100
P_{descarga} (psig)	1800
Tin (°F)	80
Q (MMSCFD)	8.5

Al ubicar estas condiciones en la gráfica de selección de compresores propuesta por el GPSA (2017), se identifica que un compresor centrífugo constituye una alternativa técnicamente adecuada para el rango de caudal y presión evaluado. No obstante, esta selección debe entenderse como preliminar, pues el diseño definitivo de un compresor debe realizarse de manera conjunta con el(los) proveedor(es) del equipo, teniendo en cuenta a las demás disciplinas involucradas en la ingeniería.

La relación de compresión determina, entre otros aspectos, la necesidad de utilizar una o varias etapas de compresión. Una relación de compresión elevada puede incrementar la temperatura de descarga y disminuir la eficiencia del proceso si se realiza en una única etapa. Por esta razón, en aplicaciones reales pueden requerirse etapas múltiples con enfriamiento intermedio. Sin embargo, para el alcance de esta monografía, el sistema se representa mediante un modelo de compresión definido en Aspen HYSYS, con el propósito de evaluar específicamente el efecto de la concentración de CO_2 sobre la potencia requerida y la temperatura de descarga.

La compresión puede idealizarse mediante un proceso isentrópico o politrópico. El proceso isentrópico corresponde a una transformación reversible y adiabática; por tanto, no existe transferencia de calor ni generación de entropía. Este enfoque es útil como condición de referencia ideal, pero no representa completamente el comportamiento de un compresor real.

Por su parte, la compresión politrópica representa de mejor forma el desempeño real de compresores centrífugos, debido a que permite incorporar una eficiencia politrópica y aproximar el proceso mediante una sucesión de incrementos diferenciales de compresión. En consecuencia, el cálculo teórico desarrollado en este trabajo se fundamenta en el enfoque politrópico.

Para el cálculo politrópico, la eficiencia politrópica η_p relaciona el trabajo requerido en una compresión politrópica ideal con el trabajo real suministrado al gas. En el diseño de detalle, este

parámetro debe ser proporcionado o validado por el fabricante del compresor. Sin embargo, cuando dicha información no se encuentra disponible, el GPSA (2017) recomienda emplear valores estimados según el tipo de equipo y el caudal real de gas manejado como es el caso del presente estudio.

En este estudio, la eficiencia politrópica se seleccionará con base en el caudal volumétrico real de succión, expresado en ACFM, y en las eficiencias de referencia presentadas en la Tabla 4. Con el fin de aislar el efecto de la composición del gas, la eficiencia politrópica se mantendrá constante durante los escenarios de sensibilidad. Esta es una simplificación metodológica, ya que en una operación real la eficiencia puede variar con el caudal, la velocidad de rotación, la composición, la densidad del gas y la posición de operación respecto a la curva del compresor.

Tabla 4.

Eficiencias politrópicas e isentrópicas de los compresores

Flujo (acfm)	**η-pol**	**η-is**
100	0,7	0,67
500	0,7	0,67
7500	0,8	0,78
20000	0,86	0,83
33000	0,86	0,83
55000	0,86	0,83
80000	0,86	0,83
115000	0,86	0,83
145000	0,86	0,83
200000	0,86	0,83

Para un gas ideal, la relación entre la eficiencia politrópica, el exponente politrópico n y la relación de calores específicos k puede expresarse como:

$$\frac{n}{n-1} = \left[\frac{k}{k-1}\right]\eta_P \quad (1)$$

Donde:

n es el exponente politrópico.

K relación de calores específicos.

ηP es eficiencia politrópica.

Así se puede estimar el factor $\frac{n}{n-1}$, el cual es muy usado para el cálculo teórico del compresor. Estas relaciones son apropiadas como aproximación teórica para gases con comportamiento cercano al ideal. No obstante, debido al alto contenido de CO_2 esperado en la corriente de estudio, las desviaciones respecto al comportamiento ideal pueden ser relevantes. Por ello, los resultados finales del estudio no se obtendrán mediante estas ecuaciones simplificadas, sino mediante simulación rigurosa en Aspen HYSYS.

Para el cálculo de la potencia es necesario realizar previamente el cálculo de la cabeza politrópica. Estos dos cálculos se realizan mediante las siguientes ecuaciones presentadas en el GPSA (2017).

$$H_P = \frac{1545}{MW}\frac{Z_{avg}T_1}{(n-1)/n}\left[\left(\frac{P_2}{P_1}^{(n-1)/n}\right) - 1\right] \quad (2)$$

Donde,

Hp Cabeza politrópica (ft lb/lb).

MW Peso molecular (lb/lbmol).

Zavg Factor de compresibilidad.

T_1 Temperatura de entrada al compresor (R).

P_1 Presión de succión (psia).

P_2 Presión de descarga (psia).

$$Ghp = \frac{w\ H_P}{\eta_P 33000} \tag{3}$$

Donde

Ghp Potencia del gas (hp).

W Flujo másico (lb/min).

La temperatura de descarga constituye una variable crítica, dado que puede limitar el número de etapas, definir la necesidad de enfriamiento intermedio y afectar la selección de materiales, lubricantes, sellos y equipos auxiliares. En un proceso politrópico idealizado, la temperatura de descarga se estima mediante:

$$T_2 = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{(n-1)/n} \tag{4}$$

Donde

T_2 Temperatura de salida del compresor (R).

Esta ecuación se presenta únicamente como referencia conceptual. Para mezclas ricas en CO_2, las propiedades térmicas y de fase pueden diferir significativamente de la aproximación de gas ideal, en especial cuando las condiciones de presión y temperatura se acercan a la región crítica del CO_2. Por esta razón, la temperatura de descarga que se analizará en la monografía será la

calculada por Aspen HYSYS a partir de la composición de cada escenario y del paquete termodinámico seleccionado.

4. Metodología

La metodología para el desarrollo de este proyecto se desarrollará de acuerdo con los objetivos planteados previamente, en la Tabla 5 presenta la metodología que se usará para cada objetivo.

Tabla 5.

Metodología

OBJETIVO ESPECÍFICO	METODOLOGÍA
Caracterizar las propiedades termodinámicas del gas para dos (2) diferentes concentraciones de CO2.	Se recopilarán las cromatografías o *assays* de gas disponibles para las corrientes manejadas en la estación con máxima y mínima fracción molar de CO2. Mediante la simulación en Aspen HYSYS se determinarán las principales propiedades termodinámicas para estos dos escenarios, incluyendo factor de compresibilidad, gravedad específica, densidad, viscosidad, masa molecular y condición de fase, a las condiciones de operación definidas para el sistema.
Determinar y analizar el comportamiento de la potencia de compresor(es) en Función de la	Se construirá un modelo de compresión en Aspen HYSYS con las condiciones de proceso establecidas para el caso de estudio, tales como caudal, presión y temperatura de succión, presión de descarga y eficiencia politrópica. Posteriormente, se realizará un análisis de sensibilidad modificando la concentración de CO_2 de la corriente de gas y conservando constantes las demás condiciones de

OBJETIVO ESPECÍFICO	METODOLOGÍA
concentración de CO2.	operación. Para cada escenario se determinará la potencia requerida por el compresor y la temperatura de descarga, con el fin de establecer su tendencia frente a la variación de la fracción molar de CO_2.
Analizar la influencia del factor de compresibilidad, gravedad especifica, viscosidad y densidad sobre la potencia del compresor y la temperatura de descarga del compresor.	Para los mismos escenarios de concentración de CO_2 evaluados en el objetivo anterior, se consolidarán los valores de factor de compresibilidad, gravedad específica, viscosidad y densidad calculados en Aspen HYSYS. Posteriormente, se elaborarán tablas, gráficas de dispersión y análisis de tendencias para relacionar estas propiedades con la potencia requerida y la temperatura de descarga del compresor. El análisis permitirá identificar cuáles propiedades presentan mayor influencia sobre el desempeño energético y térmico del sistema de compresión dentro del intervalo composicional evaluado.

5. Propiedades de dos gases con diferentes concentraciones molares de CO_2

En este capítulo se evalúan las corrientes de gas presentadas en la Tabla 1. El Gas 1 corresponde a la cromatografía medida en la batería de recolección, es decir, al gas resultante de la mezcla de todas las corrientes producidas en el campo y sometidas a un manejo integrado en superficie; en consecuencia, este gas representa la corriente candidata para ser comprimida e inyectada. El Gas 2 corresponde a la cromatografía de uno de los pozos con mayor contenido de dióxido de carbono, con una fracción molar de CO_2 cercana al 94%, y se utiliza como referencia para un escenario de alta concentración de CO_2.

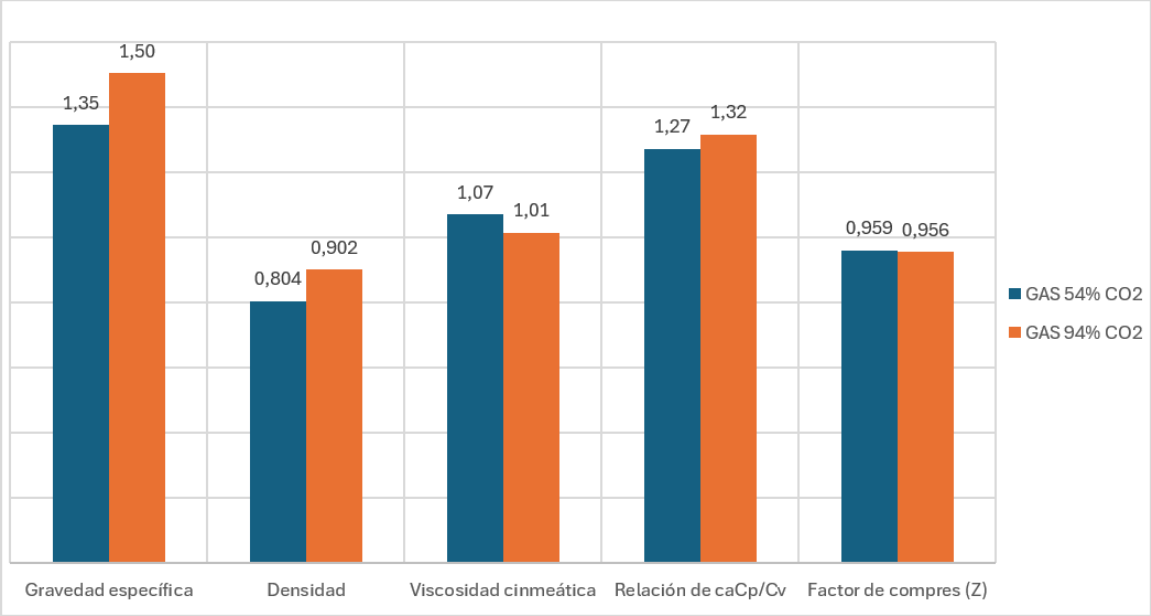
El objetivo de este capítulo es presentar y comparar las propiedades físicas de los gases que influyen de manera directa en el proceso de compresión. De acuerdo con las ecuaciones (1), (2), (3) y (4), las principales propiedades de interés son:

- Densidad.
- Gravedad específica (Peso molecular).
- Viscosidad.
- Factor de compresibilidad.
- Relación de calores específicos (Cp/Cv).

Bajo las condiciones de operación en campo definidas para la succión del compresor (presión, temperatura y caudal establecidos en la Tabla 2) se calculan las propiedades de cada una de las mezclas y se comparan en el estado inicial del proceso. Esta evaluación permite cuantificar las diferencias en densidad, gravedad específica, viscosidad, factor de compresibilidad y relación de calores específicos debidas a la variación en la fracción molar de CO_2 en dos gases diferentes. Los resultados de esta comparación se presentan en la Figura 3.

Figura 3.

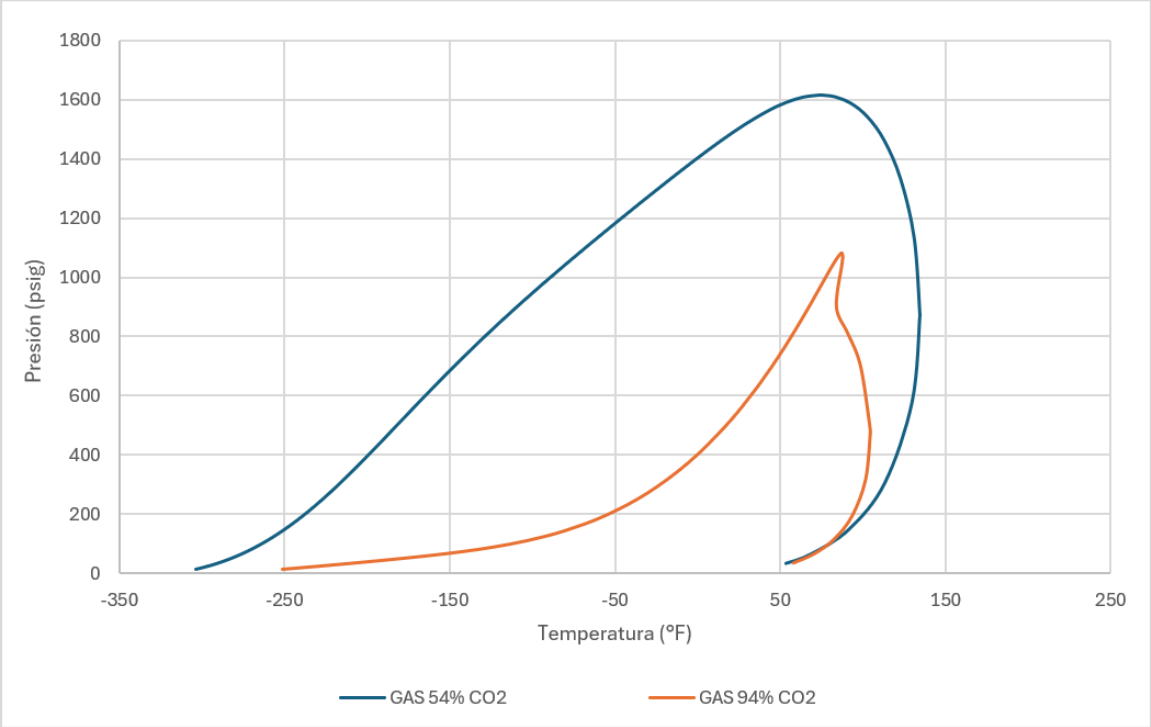
Propiedades de dos gases con diferente concentración de CO2.



Adicionalmente, es pertinente analizar las envolventes de fase de ambos gases con el fin de definir la ruta termodinámica del proceso de compresión. Al superponer las condiciones operativas sobre las curvas de equilibrio de fases es posible identificar si, durante la compresión, la corriente se aproxima a zonas de condensación o cruza la envolvente, lo que indicaría la necesidad de acondicionamientos adicionales, como deshidratación o control de temperatura. La Figura 4 muestra las envolventes de fase correspondientes a los dos gases presentados en la Tabla 1.

Figura 4.

Envolvente de fases para dos gases con diferente concentración de CO2.



El gas con 54% de CO_2 presenta una envolvente más amplia, debido a que conserva una mayor proporción de metano, nitrógeno y componentes hidrocarburos más pesados. Estos componentes amplían el intervalo de condiciones en el que la mezcla puede presentar equilibrio líquido-vapor. En contraste, la mezcla con 94% de CO_2 tiene una envolvente más estrecha y desplazada hacia temperaturas positivas, ya que su comportamiento está dominado por el CO_2 y por sus propiedades pseudo-críticas.

El punto crítico es la combinación específica de presión y temperatura a partir de la cual desaparece la diferencia entre la fase líquida y la fase gaseosa. En ese punto, el fluido no puede

distinguirse claramente como líquido o vapor; por encima de él se encuentra en una condición denominada fluido supercrítico, con propiedades intermedias entre ambas fases. La inflexión observada para el gas con 94% de CO_2 alrededor de 85 °F y 1070 psig debe interpretarse como una zona de transición cercana al comportamiento crítico de la mezcla, no necesariamente como una inconsistencia de la simulación. En regiones cercanas a la condición crítica, pequeñas variaciones de presión, temperatura o composición pueden ocasionar cambios importantes en densidad, factor de compresibilidad, calor específico y viscosidad. Por esta razón, las corrientes ricas en CO_2 requieren una representación de gas real y un control operativo cuidadoso.

Desde el punto de vista operativo, la envolvente no indica que necesariamente se formará líquido en todo el proceso; indica dónde existe ese riesgo si la trayectoria de operación ingresa a la región bifásica. Para el sistema estudiado, succión, enfriamiento interetapa y separación deben verificarse frente a la envolvente de fase, particularmente en escenarios de alto CO_2. Mantener un margen suficiente respecto a la línea de rocío, disponer de separación de líquidos y controlar la temperatura después de cada etapa ayuda a prevenir entrada de líquido al compresor, pérdida de desempeño o afectaciones mecánicas.

6. Simulación

La simulación se emplea para representar una corriente de gas que ingresa a un compresor bajo condiciones definidas de presión de succión, presión de descarga y relación de compresión (de acuerdo con los criterios de diseño establecidos en 3.1.2), de manera que sea posible variar sistemáticamente la concentración de CO_2 en la corriente de entrada y evaluar su efecto sobre la potencia requerida y la temperatura de descarga. En Aspen HYSYS se configura un caso base que reproduce las condiciones de operación del campo y, a partir de este, se generan escenarios con diferentes fracciones molares de CO_2 dentro del rango observado en las cromatografías de gas.

Es importante resaltar que, al modificar la fracción molar de CO_2, el simulador normaliza automáticamente el resto de los componentes para conservar la suma de fracciones igual a uno, manteniendo las proporciones relativas entre ellos. Por esta razón, cuando se trabaja con mezclas de composición distinta (por ejemplo, los gases 1 y 2 de la Tabla 1), llevar el contenido de CO_2 a valores muy bajos conduciría a mezclas de naturaleza completamente diferente, lo que impediría una comparación directa de potencia entre estos gases. En consecuencia, el análisis de sensibilidad se realiza variando la concentración de CO_2 sobre una misma base composicional, de modo que los cambios observados puedan atribuirse principalmente a la variación en el contenido de CO_2 y no a la sustitución global de la mezcla.

6.1 Relación de compresión

Es fundamental definir el número de etapas de compresión con base en los criterios de diseño utilizados en la industria, ya que de ello depende la configuración del tren de compresores que se implementará en la simulación. De acuerdo con Arnold y Stewart (2008), la relación de compresión recomendada por etapa para compresores de gas se encuentra típicamente en el rango de 3 a 4, como se expresa en la siguiente ecuación (5).

$$3 < R = \left(\frac{P_D}{P_S}\right)^{1/n} < 4 \quad (5)$$

Donde

R Relación de compresión.

P_D Presión de descarga.

P_S Presión de succión.

n Número de etapas.

Para el caso específico analizado en esta monografía, y considerando las condiciones de campo establecidas, se calculó la relación de compresión requerida para esquemas de 1, 2 y 3 etapas. Los resultados se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6.

Relaciones de compresión

Número de etapas	R
1	18
2	4.24
3	2.62

Una relación de compresión global de 4,24 distribuida en dos etapas se considera aceptable, dado que se mantiene próxima al rango recomendado y evita la necesidad de instalar un tercer tren de compresión completo. La alternativa de utilizar tres etapas, con una relación de compresión de 2,62 por etapa, implicaría una inversión adicional en equipos y un posible ahorro energético relativamente reducido, puesto que, aunque la potencia por compresor disminuye, el número total de unidades aumenta. Además, una relación de 2,62 se aleja del intervalo sugerido por Arnold y Stewart (2008) para un diseño típico.

Para definir la presión de descarga de la primera etapa se aplica la misma expresión de relación de compresión, distribuyendo la compresión total entre el número de etapas seleccionado (2). Mediante un procedimiento iterativo se ajustan las presiones intermedias hasta obtener relaciones de compresión por etapa cercanas a 4. Los resultados de este procedimiento se presentan en la Tabla 7, a partir de la cual se adopta la presión de descarga de la primera etapa de compresión.

Tabla 7.

Presiones de operación etapas de compresión

Etapa 1				**Etapa 2**			
P_S	P_D	n	R	P_S	P_D	n	R
100	444	1	4,44	444	1800	1	4,05

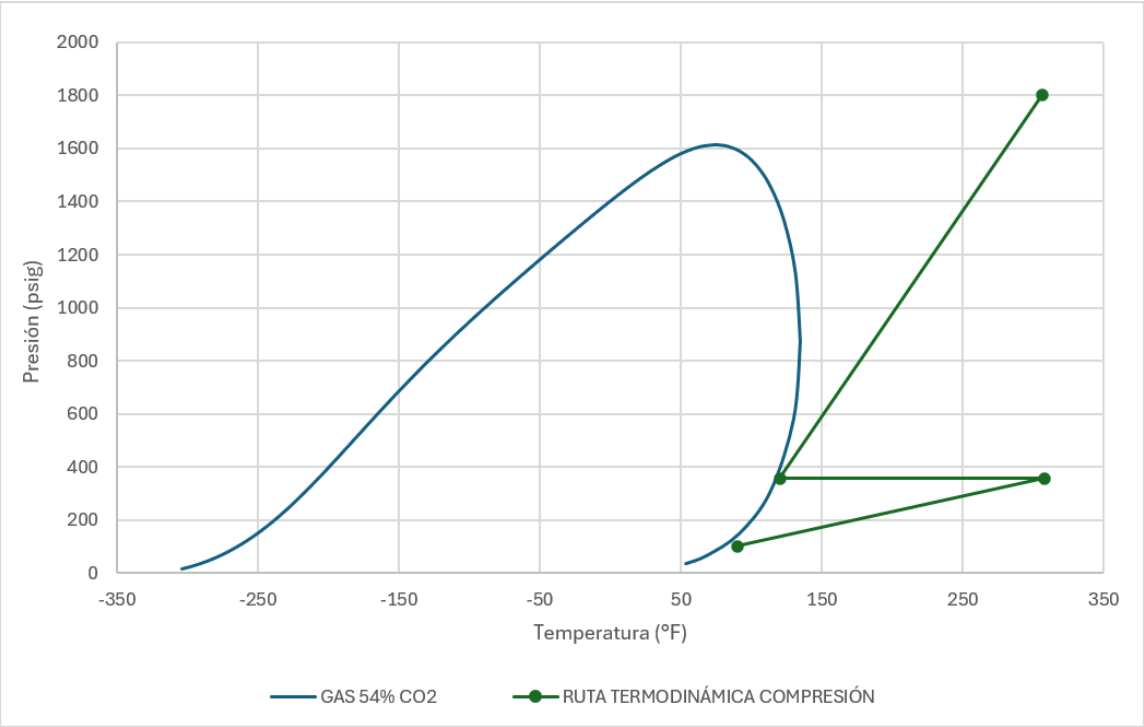
6.2 Ruta termodinámica

Con las presiones de succión y descarga definidas para las dos etapas de compresión, es posible trazar la ruta termodinámica del proceso a partir del cálculo teórico de la temperatura de descarga utilizando la ecuación (4) presentada en este documento. De este modo se obtiene, para cada etapa, el par de condiciones (P,T) correspondiente a la succión y a la descarga del compresor.

Con todos los puntos de operación definidos, se establece la ruta termodinámica del gas de proceso desde 100 psig hasta 1 800 psig empleando dos etapas de compresión. La Figura 5 muestra el esquema de las envolventes de fase y la trayectoria seguida por el proceso.

Figura 5.

Ruta termodinámica del proceso de conversión



A partir de esta figura se observa que los puntos de succión se encuentran muy próximos a la línea de rocío, por lo que es probable que, para las condiciones iniciales, se requiera un equipo de separación adicional para remover posibles fracciones líquidas; esta condición es consistente con el carácter de gas rico que se infiere a partir de la cromatografía. En los puntos de descarga, la trayectoria se mantiene dentro de la región de fase gaseosa, por lo que se espera que el fluido conserve dicha fase a la salida de cada etapa. La temperatura de descarga será verificada posteriormente mediante la simulación en Aspen HYSYS, pero, de manera preliminar, se anticipa que los valores obtenidos numéricamente sean cercanos a los estimados en la Figura 5.

6.3 Montaje de la simulación

Se implementa la simulación incorporando un separador previo al primer tren de compresión, debido a que en la corriente de entrada al compresor hay presencia de fase líquida, tal como se anticipó en la Figura 5 a partir de la proximidad a la línea de rocío. Este separador inicial tiene como finalidad asegurar que el equipo de compresión opere, en la medida de lo posible, con una corriente esencialmente gaseosa.

Cada tren de compresión está conformado por un compresor, un enfriador y un separador bifásico intermedio. El enfriador reduce la temperatura de la corriente a 120 °F antes de su ingreso a la siguiente etapa, en concordancia con las recomendaciones del GPSA (2017) para limitar la temperatura de descarga y controlar el riesgo de degradación térmica y problemas de materiales. Posteriormente, el separador asociado a cada enfriador remueve las trazas de líquido que puedan generarse por efecto del enfriamiento, garantizando que la corriente que entra al compresor siguiente se mantenga en fase gaseosa.

Dentro de los parámetros que deben definirse para el compresor en el entorno de simulación es necesario especificar la eficiencia politrópica. Para ello, se estima primero el caudal volumétrico real de succión (ACFM) a partir del flujo de proceso de 8,5 MMSCFD y de las condiciones de presión y temperatura de la corriente de gas que se pretende inyectar. El cálculo del caudal volumétrico a condiciones actuales se realiza empleando la ecuación (6), tomada del GPSA (2017):

$$Q = SCFM\left(\frac{14{,}7}{520}\right)\left(\frac{T_1 Z_1}{P_1 Z_L}\right) = 753\ ACFM \tag{6}$$

Donde,

- Q Caudal a condiciones actuales (ACFM).
- SCFM Caudal a condiciones estándar (SCFM).
- T_1 Temperatura de entrada (°R).
- Z_1 Factor de compresibilidad a condiciones actuales.
- P_1 Presión de entrada (psia).
- Z_L Factor de compresibilidad a condiciones estándar.

El esquema plantea con un separador inicial, ya que la corriente tiene alto contenido de componentes pesados para el gas (C3+) y evitar la presencia de líquido en la entrada del compresor.

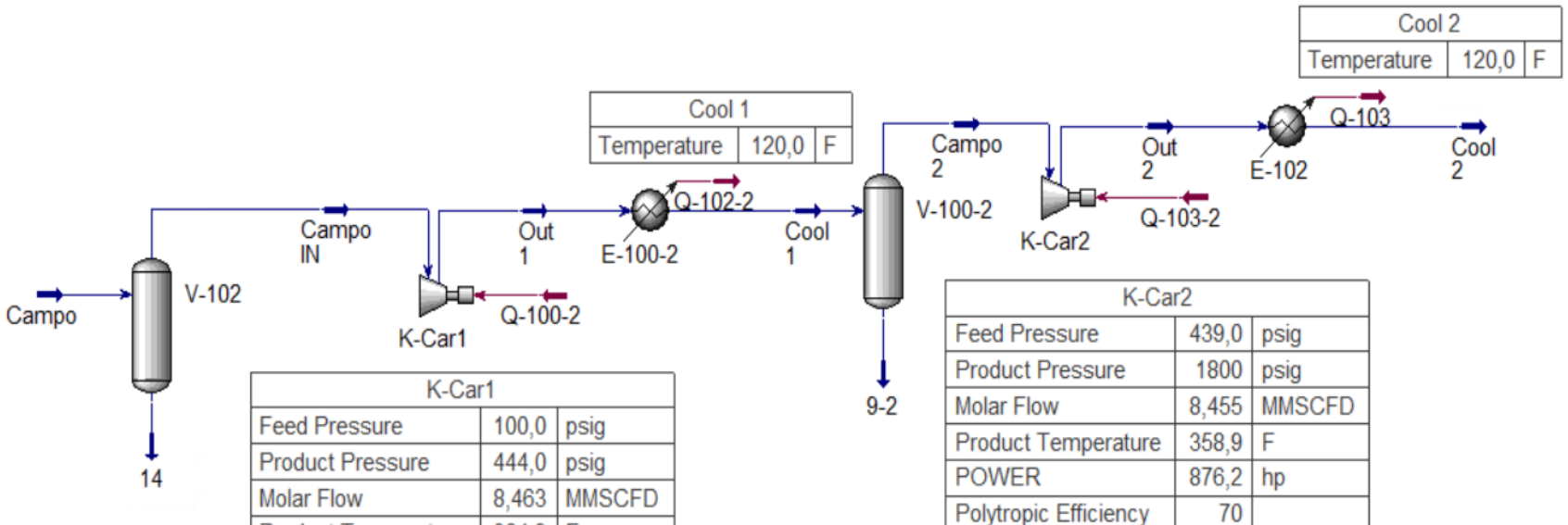
Posteriormente se plantea la primera etapa de compresión, la cual descarga a 444psig de acuerdo con el cálculo preliminar mostrado en la Tabla 7 y tiene una eficiencia politrópica de 70%, esta eficiencia le corresponde al caudal de 753ACFM (ecuación 6) de acuerdo con la Tabla 4. Esta primera etapa de compresión también contempla en enfriador el cual debe llevar la corriente a 120°F que es el valor recomendado en la industria (GPSA 2017) y finalmente se ubica un separador para remover los condensados que se hayan podido formar debido al enfriamiento previo de la corriente.

Finalmente, el gas de proceso es ingresado al segundo compresor que eleva su presión hasta los 1800psig para su posterior transferencia e inyección al pozo disponible para esta operación.

En la Figura 6 se presenta el esquema general de la simulación descrito en este numeral, y usado como base para los análisis de sensibilidad desarrollados en el presente documento.

Figura 6.

Esquema de simulación final



K-Car1		
Feed Pressure	100,0	psig
Product Pressure	444,0	psig
Molar Flow	8,463	MMSCFD
Product Temperature	304,9	F
POWER	887,7	hp
Polytropic Efficiency	70	

K-Car2		
Feed Pressure	439,0	psig
Product Pressure	1800	psig
Molar Flow	8,455	MMSCFD
Product Temperature	358,9	F
POWER	876,2	hp
Polytropic Efficiency	70	

7. Resultados

En este capítulo se presentan los resultados de los análisis de sensibilidad realizados para el gas cuya fracción molar inicial de CO_2 es 0,54. Las condiciones de operación en la succión del compresor se resumen en la Tabla 2, mientras que la Tabla 7 muestra las presiones de succión y descarga de cada etapa de compresión, de acuerdo con el cálculo previo de la relación de compresión.

Es importante precisar que todas las sensibilidades se ejecutan manteniendo constante el flujo volumétrico estándar, fijado en 8,5 MMSCFD. Esto significa que, para cada escenario de composición, el caudal volumétrico de entrada permanece constante. El esquema de simulación empleado para desarrollar estas sensibilidades se presenta en la Figura 6.

7.1 Comportamiento de la potencia frente a la fracción molar de CO2

Se realizó un análisis de sensibilidad partiendo de la máxima concentración de CO_2 del gas de batería reportado en la Tabla 1, y posteriormente se fue disminuyendo la fracción molar de CO_2 en la corriente de entrada. Para cada escenario, el simulador ajustó automáticamente las fracciones de los demás componentes, manteniendo constante la suma de fracciones molares. De esta forma, se evaluó el efecto de la variación sistemática del CO_2 sobre la potencia requerida por el compresor, preservando las condiciones operativas definidas para el caso base. Las condiciones fijas utilizadas en la sensibilidad del Compresor 1 se sintetizan en la Tabla 8.

Tabla 8.

Condiciones compresor 1

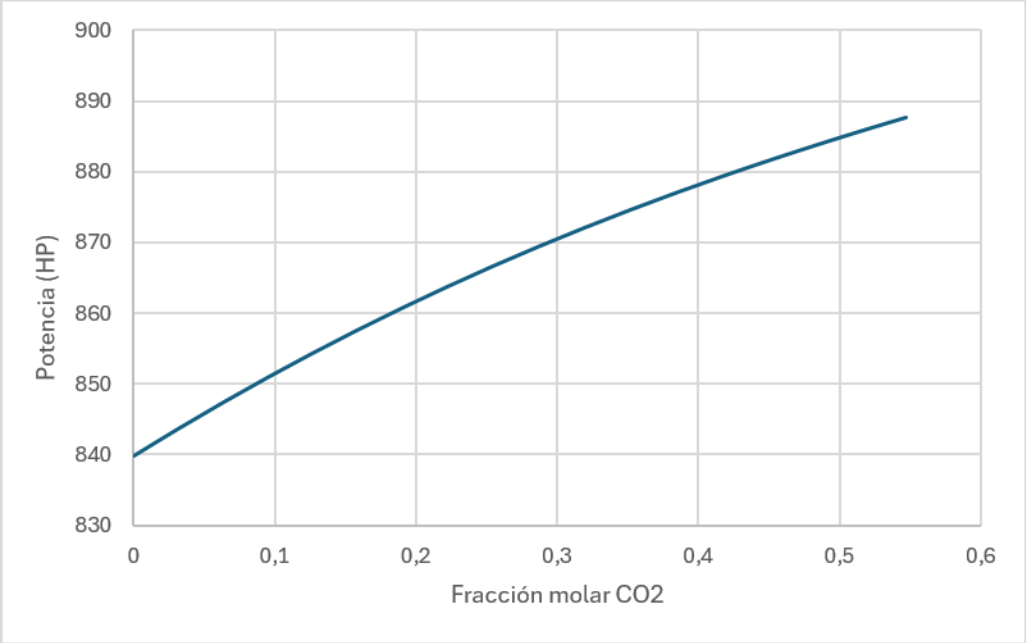
Variable	Valor
P_S	100

Variable	Valor
P_D	444
T_S	80

Bajo estas condiciones, la Figura 7 presenta la potencia requerida por el Compresor 1 en función de la fracción molar de CO_2, para un caudal volumétrico estándar constante de 8,5 MMSCFD y una relación de compresión fija de 4,44 (100 psig a 444 psig).

Figura 7.

Comportamiento de la potencia del compresor 1 en función de la concentración de CO2.



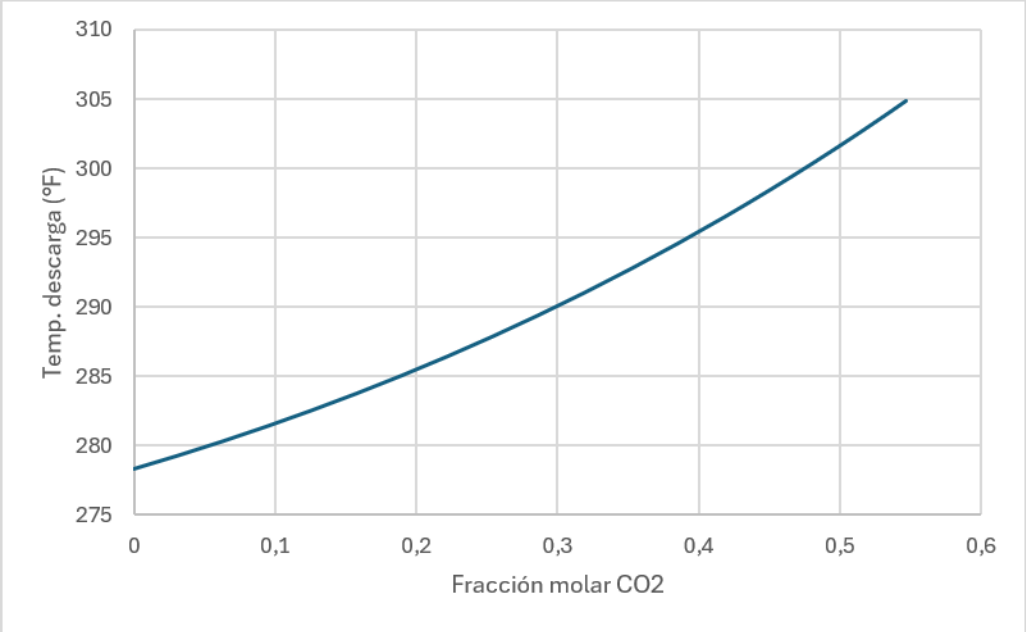
La curva de la Figura 7 es creciente y se extiende entre 840 HP, para la corriente libre de CO_2, y 888 HP, para la corriente con la máxima fracción molar evaluada (0,54). Esto equivale a un incremento de 48 HP, es decir, 5,7% respecto al escenario sin CO_2, lo que sería aproximadamente 0,9 HP por cada punto porcentual de CO_2 adicional en la corriente.

La distribución de los datos no es lineal, sino cóncava. Entre fracciones molares de 0 y 0,2 la potencia aumenta 21 HP; entre 0,34 y 0,54 el incremento es de apenas 14 HP. La sensibilidad en la potencia se reduce, por tanto, cerca de 33% al pasar del extremo dulce al extremo ácido del rango evaluado, y el mayor cambio en la potencia (44%) ocurre en el primer 37% del rango de composición. Este comportamiento se explica por la competencia de dos efectos de signo contrario: al incrementarse el CO_2, el flujo másico crece de forma prácticamente proporcional al peso molecular de la mezcla (Figura 14), mientras que la cabeza politrópica por unidad de masa disminuye; el balance neto es positivo, pero decreciente. La tendencia creciente observada es válida únicamente porque la variable fijada es el caudal volumétrico estándar, tal como se advirtió al inicio de este capítulo.

En los mismos escenarios de composición se evaluó la temperatura de descarga del Compresor 1, calculada por el simulador a partir de la eficiencia politrópica adoptada y verificable con la ecuación (4) presentada en este documento. Los resultados se muestran en la Figura 8.

Figura 8.

Temp. descarga del compresor 1 en función de la concentración de CO2.



La temperatura de descarga varía entre 278 °F, para la corriente sin CO_2, y 305 °F, para la corriente con fracción molar de CO_2 de 0,54; es decir, un incremento de 27 °F (9,7%), equivalente a 0,5 °F por cada punto porcentual de CO_2. Referido a la temperatura de succión de 80 °F, el incremento térmico de la etapa pasa de 198 °F a 225 °F.

A diferencia de la potencia, la curva de temperatura es convexa: los incrementos por cada 0,1 de fracción molar crecen de 3,5 °F, en el tramo inicial, a 6,0 °F, en el tramo final. Es decir, mientras la potencia pierde sensibilidad al aumentar el CO_2, la temperatura de descarga la gana, comportamiento gobernado por el aumento de la relación de calores específicos (Figura 13), que es el parámetro que aparece en el exponente de la ecuación (4). Los valores obtenidos son consistentes con la ruta termodinámica estimada de forma teórica en la Figura 5, lo que valida el

montaje de la simulación. Desde el punto de vista de diseño, el escenario sin CO_2 (278 °F) conserva un margen cercano a 22 °F frente al umbral de 300 °F usualmente adoptado como criterio conservador de temperatura de descarga, mientras que el escenario de máximo CO_2 (305 °F) lo supera ligeramente, por lo que debe verificarse explícitamente contra el límite establecido en las guías de diseño aplicables (GPSA, 2017; Ecopetrol, 2022).

En el caso del Compresor 2, se aplicó un procedimiento análogo de sensibilidad, manteniendo las condiciones de operación correspondientes a la segunda etapa del tren de compresión. Estas condiciones (presión de succión, presión de descarga, temperatura de entrada y caudal) se resumen en la Tabla 9.

Tabla 9.

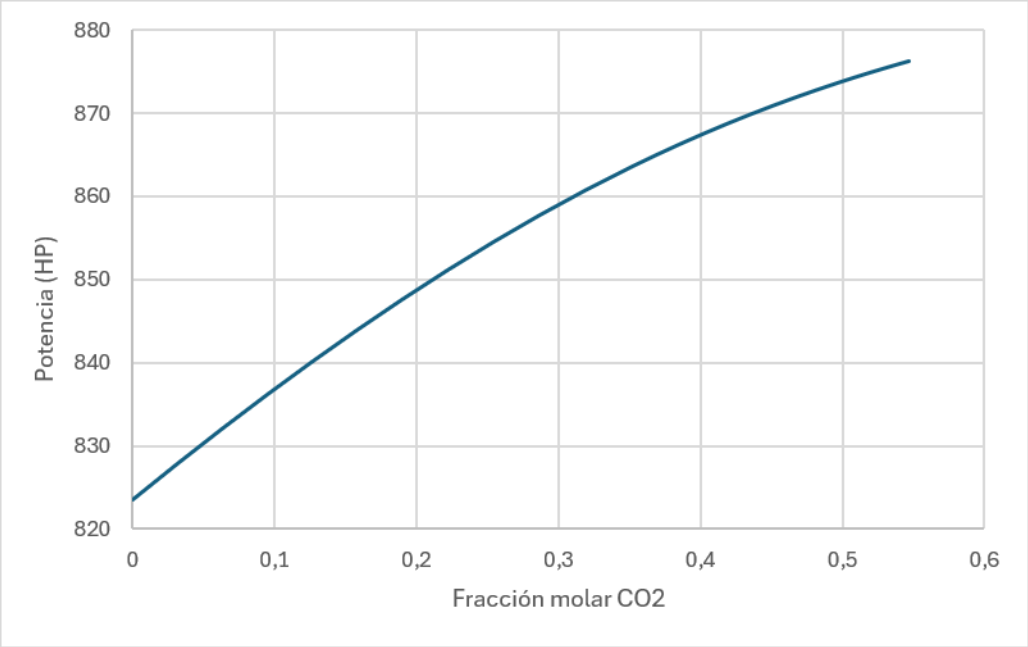
Condiciones compresor 2

Variable	Valor
P_S	444
P_D	1800
T_S	120

La Figura 9 presenta la variación de la potencia del Compresor 2 en función de la fracción molar de CO_2, bajo las condiciones establecidas en la Tabla 9 (444psig a 1800psig, relación de compresión de 4,05 y temperatura de succión de 120 °F).

Figura 9.

Comportamiento de la potencia del compresor 2 en función de la concentración de CO2.



La potencia del Compresor 2 varía entre 823 HP, en ausencia de CO_2, y 876 HP, con fracción molar de 0,54: una diferencia de 53 HP equivalente a 6,4%, es decir, 0,98 HP por punto porcentual de CO_2. La curva conserva la concavidad observada en la primera etapa, aunque de manera más marcada: la sensibilidad local cae de 12.8 HP por unidad de fracción molar, en el tramo de 0 a 0,2, a 8 HP por unidad de fracción molar, en el tramo de 0,34 a 0,54, es decir, una reducción cercana al 62%.

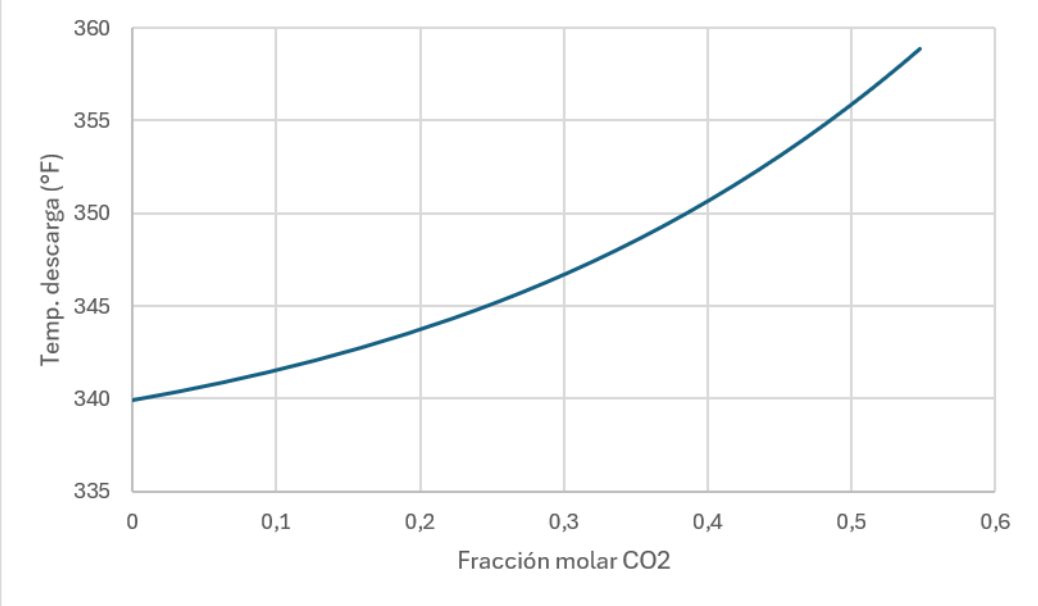
La comparación con la Figura 7 permite tres observaciones relevantes para el diseño del tren. En primer lugar, la segunda etapa demanda menos potencia que la primera en todo el rango de composición (876 HP frente a 888 HP en el extremo ácido y 823 HP frente a 840 HP en el extremo dulce), resultado coherente con su menor relación de compresión (4,05 frente a 4,44) a

pesar de operar a un nivel de presión considerablemente mayor. En segundo lugar, la sensibilidad relativa a la composición es superior en la segunda etapa, lo que indica que el efecto del CO_2 se amplifica a medida que el sistema se aproxima a la presión crítica del CO_2 (cercana a 1070 psig), donde las desviaciones respecto al comportamiento ideal son más pronunciadas. En tercer lugar, la diferencia de potencia entre etapas se reduce de 17 HP, en el gas sin CO_2, a 12 HP, en el gas con 0,54 de CO_2, es decir, un 29% menos, de modo que a mayor contenido de CO_2 el reparto de carga entre las dos etapas se vuelve más equilibrado, lo cual favorece la estandarización de los dos cuerpos de compresión.

Finalmente, la Figura 10 muestra la temperatura de descarga del Compresor 2 para los mismos escenarios de fracción molar de CO_2.

Figura 10.

Temp. descarga del compresor 2 en función de la concentración de CO2.



La temperatura de descarga de la segunda etapa se sitúa entre 340 °F, sin CO_2, y 359°F, con fracción molar de 0,54, lo que corresponde a un incremento de 19 °F (5,6%) (0,35°F por punto porcentual de CO_2). Referida a la succión de 120 °F, la elevación térmica de la etapa pasa de 220 °F a 239 °F.

Al contrastar estos valores con los de la Figura 8 se identifica un comportamiento complementario entre etapas: la segunda etapa es la más crítica en términos absolutos (359 °F frente a 305 °F), aun con una relación de compresión menor, debido a que su temperatura de succión es 40 °F más alta; sin embargo, es la menos sensible a la composición. En consecuencia, la especificación de materiales, sellos y lubricación queda gobernada por la etapa de alta presión, mientras que la variabilidad composicional del campo (fracciones molares de CO_2 entre 54% y 94%, según el numeral 2) impacta principalmente la etapa de baja presión. Los 359 °F obtenidos en el escenario más ácido se ubican en el extremo superior del intervalo de 300 °F a 350 °F habitualmente empleado como techo de diseño en compresión de gas, lo que confirma la necesidad del enfriamiento a 120 °F entre etapas recomendado por el GPSA (2017) y obliga a verificar el límite de temperatura del fabricante para el escenario de máxima concentración de CO_2.

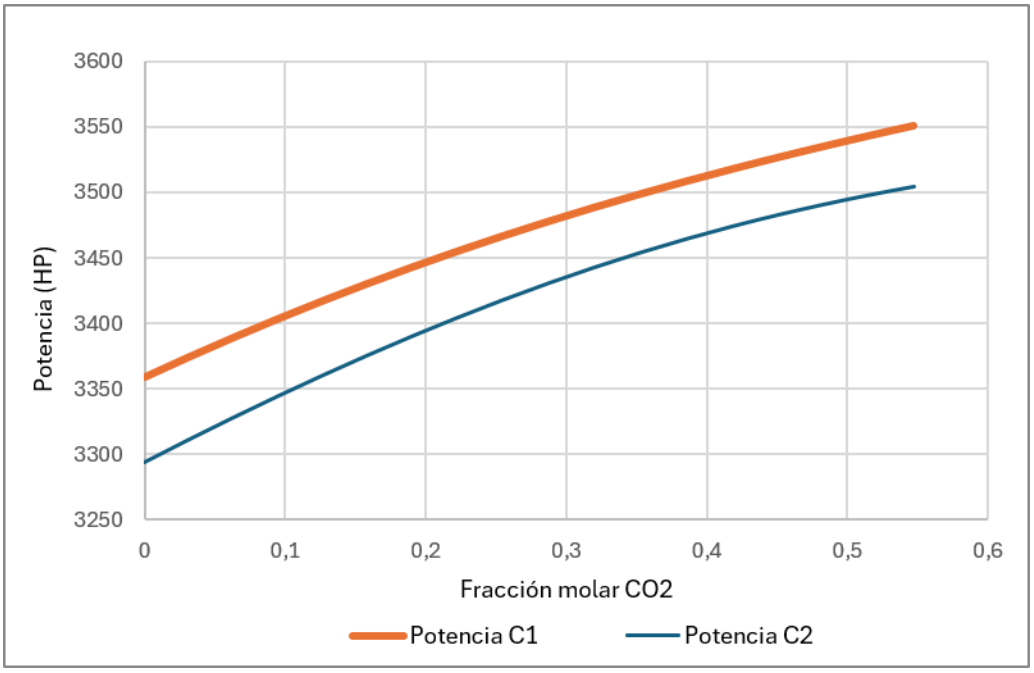
7.1.1 Variabilidad de la potencia con un flujo mayor

De acuerdo con los pronósticos de producción, el campo presenta un caudal máximo de 8,5 MMSCFD, valor que, comparado con otros sistemas de compresión en la industria, puede considerarse relativamente bajo. Con el fin de evaluar la sensibilidad de la potencia requerida ante un incremento significativo del caudal, se planteó un escenario hipotético en el que el sistema de compresión debe manejar un flujo cuatro veces mayor, es decir, 34 MMSCFD, manteniendo las mismas condiciones de presión de succión y descarga y la misma configuración de etapas, con el fin de poder realizar la comparación con el escenario base.

En este contexto, se repitieron las sensibilidades de composición variando la fracción molar de CO_2 sobre la misma base de gas, pero con el nuevo caudal volumétrico. Las Figura 11 y Figura 12 presentan el comportamiento de la potencia y de la temperatura de descarga, respectivamente, para ambos compresores en función de la concentración molar de CO_2, considerando este flujo cuatro veces superior al asociado a los pronósticos de producción. La comparación entre los resultados de 8,5 y 34 MMSCFD permite analizar la proporcionalidad de la potencia con el caudal, así como identificar si la variación de CO_2 modifica de forma diferente la pendiente o la forma de las curvas cuando el sistema opera a mayores cargas de compresión.

Figura 11.

Potencia para un flujo de 34MMSCFD (4 veces el flujo de proceso)



Con 34 MMSCFD, la potencia del Compresor 1 varía entre 3358 HP, sin CO_2, y 3550HP, con fracción molar de 0,54, mientras que la del Compresor 2 lo hace entre 3294HP y 3504 HP. Al

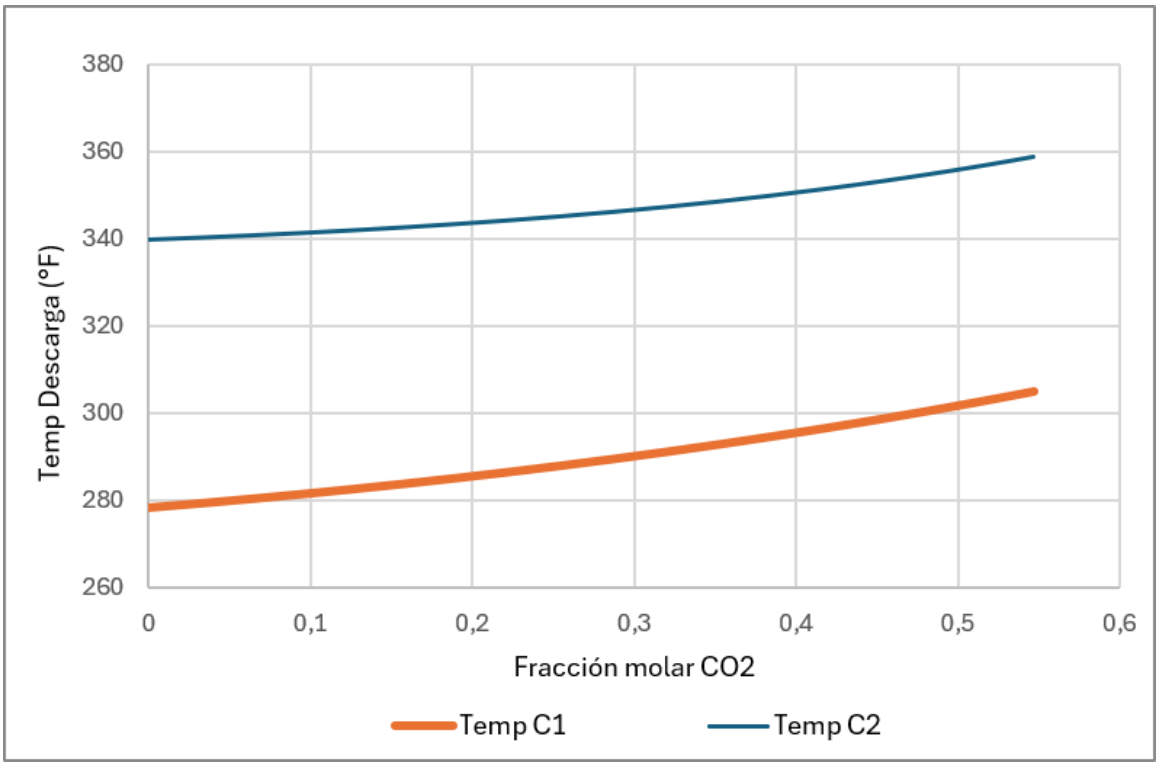
comparar estos valores con los del caudal base (Figura 7 y Figura 9) se obtienen relaciones de 4,00 en los cuatro puntos extremos (3 550/888 = 4,00; 3 358/840 = 4,00; 3 504/876 = 4,00; 3 294/823 = 4,00), con desviaciones inferiores al 0,5%. La potencia resulta entonces estrictamente proporcional al caudal volumétrico estándar, tal como predicen las ecuaciones (2) y (3), y la sensibilidad porcentual a la composición se conserva sin cambios (5,7% para el Compresor 1 y 6,4% para el Compresor 2), mientras que la sensibilidad absoluta se cuadruplica, pasando de 0,89 a 3,56 HP por unidad de fracción molar en la primera etapa y de 0,98 a 3,89 HP por unidad de fracción molar en la segunda.

Esta proporcionalidad exacta debe interpretarse con una precaución metodológica: implica que en ambos escenarios se mantuvo la misma eficiencia politrópica para poder realizar la comparación en términos de la potencia (que es lo que se pretende), aunque el caudal volumétrico real de succión estimado con la ecuación (6) pasa de aproximadamente 750 ACFM a cerca de 3 000 ACFM. Según la Tabla 4, ese desplazamiento correspondería a un aumento de la eficiencia politrópica desde 0,70 hacia valores próximos a 0,78, de manera que la potencia calculada para 34 MMSCFD constituye una estimación conservadora, con un margen potencial de reducción del orden de 10% si se ajustara la eficiencia al nuevo caudal. La conclusión sobre la invariancia de la sensibilidad porcentual, en cambio, no se ve afectada, pues la eficiencia actúa como un factor común en todos los escenarios de composición.

A continuación, en la Figura 12 se presenta el comportamiento de la temperatura de descarga para los compresores 1 y 2, con el aumento de la carga, es decir 34MMSCFD.

Figura 12.

Temperatura de descarga para 4 veces el flujo de proceso



La Figura 12 muestra que las temperaturas de descarga con 34 MMSCFD son prácticamente idénticas a las obtenidas con 8,5 MMSCFD: de 278 °F a 305 °F en la primera etapa y de 340 °F a 359 °F en la segunda. Este resultado confirma que la temperatura de descarga no depende del caudal manejado, sino únicamente de la relación de compresión, de la temperatura de succión, de la eficiencia politrópica y de las propiedades del gas, en concordancia con la ecuación (4). En términos de diseño, esto implica que un aumento de capacidad exige redimensionar el accionamiento y el área de transferencia de los aeroenfriadores, pero no modifica los criterios de selección de materiales asociados a la temperatura de descarga.

7.1.2 Consolidado de resultados de potencia y temperatura de descarga

Con el fin de facilitar la comparación de los escenarios extremos, la Tabla 10 y la Tabla 11 consolidan los valores de potencia y de temperatura de descarga para el tren de compresión obtenidos para la fracción molar máxima (0,54) y mínima (0) de CO_2 con el caudal de proceso de 8,5 MMSCFD.

Tabla 10.

Resultados potencia compresores

	Fracción molar CO2	**Potencia**
Compresor 1	0,54	888 HP
	0	840 HP
Compresor 2	0,54	876 HP
	0	823 HP

La lectura conjunta de la Tabla 10 indica que la potencia total instalada para el tren de dos etapas varía entre 1663 HP, para el gas sin CO_2, y 1764 HP, para el gas con 0,54 de fracción molar de CO_2: un diferencial de 101 HP equivalente al 6,1% de la potencia total. Bajo un régimen de operación continua y accionamiento eléctrico, esos 101 HP (75 kW) representan del orden de 660 MWh por año de energía adicional, o su equivalente en gas combustible si se emplean motores a gas, cifra que constituye el principal componente del impacto en OPEX atribuible a la composición.

Tabla 11.

Resultados temperatura de descarga compresores

Fracción molar CO2	**Temperatura descarga**
0,54	305 °F

	Fracción molar CO2	Temperatura descarga
Compresor 1	0	278 °F
Compresor 2	0,54	359 °F
	0	340 °F

En cuanto a la Tabla 11, el diferencial térmico entre los escenarios extremos es de 27 °F en la primera etapa y de 19 °F en la segunda. Este resultado permite anticipar que el impacto de la concentración de CO_2 no se limita al accionamiento del compresor, sino que se extiende a los equipos de enfriamiento del tren, ya que a menor concentración de CO2, menor delta de temperatura se va a requerir en los aeroenfiradores interetapa.

La Tabla 12 por su parte reúne los valores de potencia correspondientes al escenario de 34 MMSCFD, que es el escenario hipotético donde se evalúa 4 veces el flujo molar real estimado para este campo.

Tabla 12.

Resultados potencia compresores con 4 veces el flujo

	Fracción molar CO2	Potencia
Compresor 1	0,54	3550 HP
	0	3358 HP
Compresor 2	0,54	3504 HP
	0	3294 HP

La Tabla 12 recoge la potencia obtenida en el escenario de 34 MMSCFD analizado en el numeral 7.1.1 La comparación entre la Tabla 10 y la Tabla 12 confirma la proporcionalidad estricta con el caudal (cociente de 4,00 en los cuatro puntos extremos) y la varianza de la sensibilidad

porcentual a la composición, de 5,7% en la primera etapa y 6,4% en la segunda, por lo que estos porcentajes pueden utilizarse como factores de corrección por composición independientemente de la capacidad seleccionada.

7.2 Comportamiento de la fracción molar frente a las propiedades termodinámicas del gas.

Se realizaron análisis de sensibilidad para los mismos escenarios de composición definidos en el apartado 7.1, con el propósito de evaluar cómo varían las propiedades termodinámicas del gas cuando se modifica la fracción molar de CO_2 en la corriente de entrada del proceso. En estos escenarios, la composición base corresponde a la condición inicial, y posteriormente se ajusta el contenido de CO_2, normalizando las fracciones de los demás componentes, de manera que los cambios observados puedan atribuirse principalmente a la variación en la concentración de CO_2.

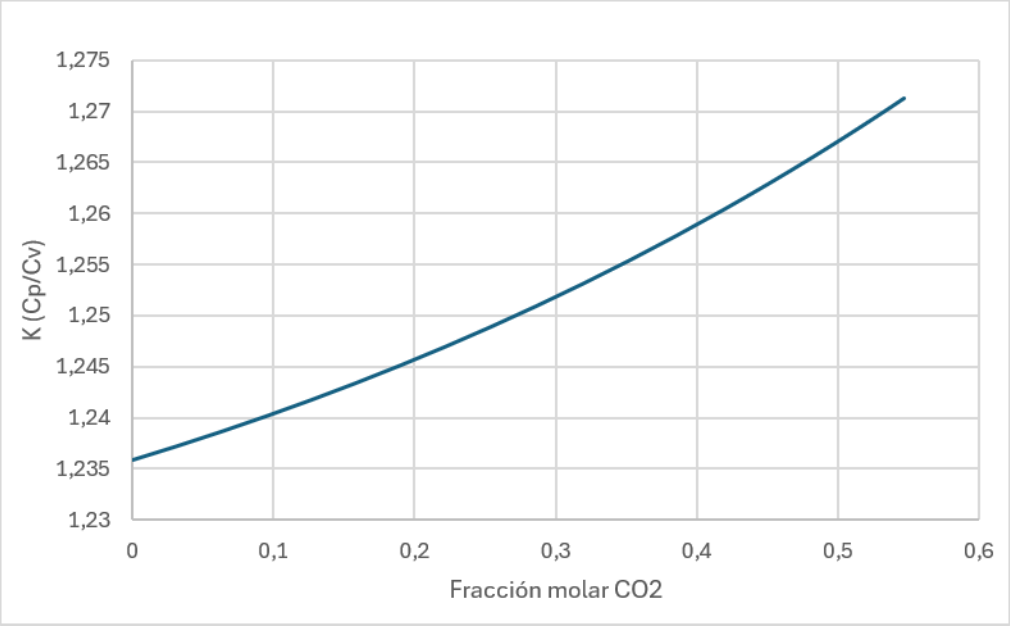
Las propiedades seleccionadas corresponden a aquellas que influyen de forma directa en el desempeño del sistema de compresión: la relación de calores específicos C_p/C_v, la gravedad específica (asociada al peso molecular de la mezcla), el factor de compresibilidad Z y la viscosidad del gas. Estas propiedades condicionan la cabeza politrópica y el flujo másico, por lo que su comportamiento en función de la fracción molar de CO_2 es fundamental para interpretar la variación de la potencia y de la temperatura de descarga obtenidas en las simulaciones.

La Figura 13, la Figura 14, la Figura 15 y la Figura 16 muestran, respectivamente, el comportamiento de la relación de calores específicos, de la gravedad específica, del factor de compresibilidad y de la viscosidad cinemática en función de la fracción molar de CO_2, evaluadas en las condiciones de succión del primer compresor (100 psig y 80 °F). Cada figura se analiza a continuación en términos de sus valores extremos, de su variación porcentual y de su contribución

relativa al comportamiento de la potencia y de la temperatura de descarga discutidas en el numeral 7.1.

Figura 13.

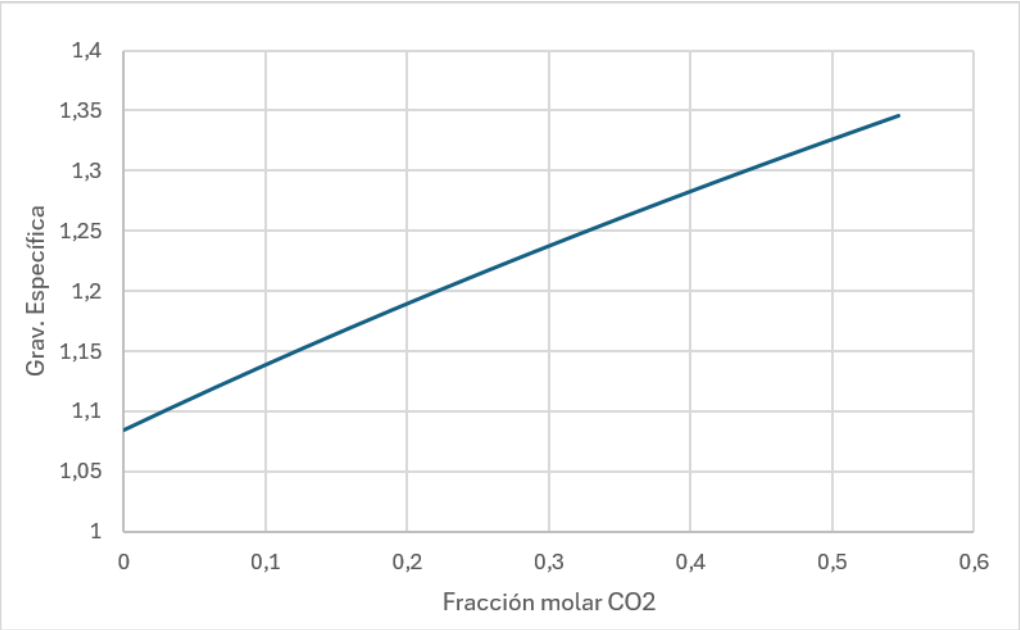
Relación de calores específicos en función de la concentración molar de CO2



La relación de calores específicos aumenta de 1,236, para la mezcla sin CO_2, a 1,271, para la mezcla con fracción molar de CO_2 de 0,54, es decir, un incremento de 0,035 (2,8%) con una pendiente media de 0,065 por unidad de fracción molar. El valor inicial es considerablemente inferior al intervalo de 1,28 a 1,40 típico de gases dominados por metano, lo que se explica por el carácter rico de la corriente de batería, con 5,55% de propano y 5,02% de butanos y pentanos (Tabla 1). Al incrementarse el CO_2, la mezcla se aproxima al valor característico del dióxido de carbono puro (cercano a 1,29 en condiciones estándar), lo que constituye una verificación cualitativa de la consistencia del paquete termodinámico empleado.

Figura 14.

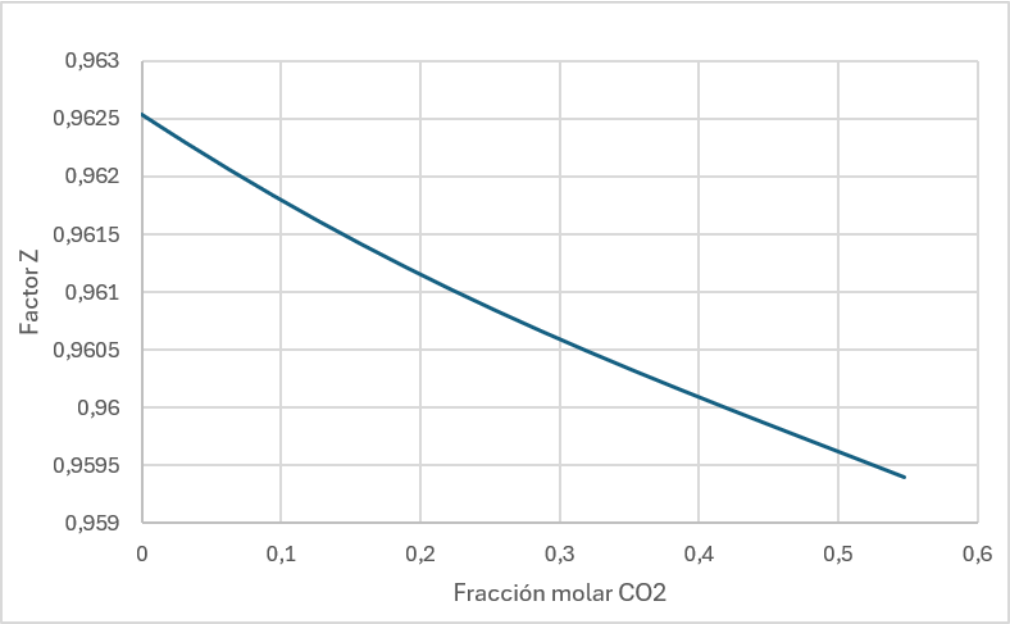
Relación de la gravedad específica en función de la concentración molar de CO2



La gravedad específica pasa de 1,085 a 1,345 cuando la fracción molar de CO_2 crece de 0 a 0,54, lo que representa un incremento de 0,26 (24,0%) y, de acuerdo con la ecuación (7), representa un aumento del peso molecular de 31,4 a 39,0 lb/lbmol (24,2%). La tendencia es prácticamente lineal, con una pendiente de 0,48 unidades de gravedad específica por unidad de fracción molar, comportamiento esperado dado que el peso molecular de una mezcla es una función lineal de su composición. Debe resaltarse que, incluso sin CO_2, la corriente resulta más pesada que el aire (gravedad específica de 1,085), consecuencia del contenido de hidrocarburos C3+ y de nitrógeno reportado en la Tabla 1. Esta es, con amplia diferencia, la propiedad que experimenta la mayor variación relativa de todas las evaluadas.

Figura 15.

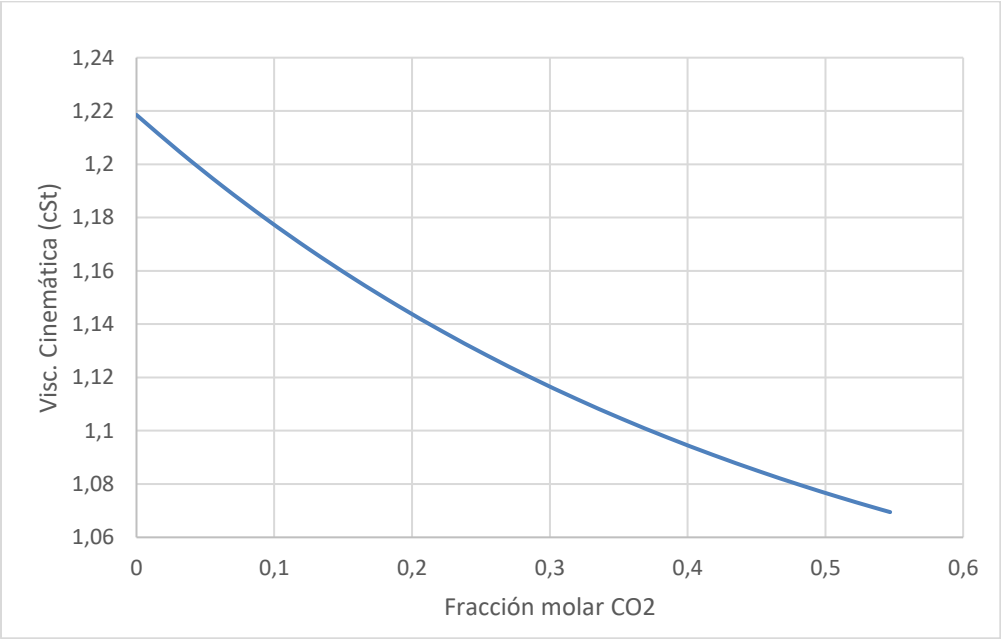
Relación del factor de compresibilidad en función de la concentración molar de CO2



El factor de compresibilidad disminuye de 0,9626 a 0,9594 al aumentar la fracción molar de CO_2 de 0 a 0,54, esto es, una variación de solo 0,0032 equivalente al 0,33%, con un comportamiento cuasi lineal. Aunque la tendencia es la esperada (mayor desviación respecto al gas ideal a mayor contenido de CO_2), su magnitud es dos órdenes de magnitud inferior a la de la gravedad específica, por lo que en las condiciones de succión de la primera etapa el factor de compresibilidad no constituye un mecanismo relevante de variación de la potencia. Este resultado es consistente con el hecho de que dichas condiciones (114,7 psia y 80 °F) se encuentran alejadas del punto crítico del CO_2 (1070 psig y 88 °F).

Figura 16.

Relación de la viscosidad en función de la concentración molar de CO2



La viscosidad cinemática disminuye de 1,219 cSt a 1,069 cSt al pasar de 0 a 0,54 de fracción molar de CO_2, una reducción de 0,15 cSt equivalente al 12,3%. Es importante interpretar correctamente este resultado: la viscosidad cinemática es el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad, de modo que su descenso obedece a que la densidad aumenta 24,2% mientras la viscosidad dinámica lo hace en menor proporción.

La lectura conjunta de las cuatro figuras permite jerarquizar las propiedades según su variación relativa en el rango de composición (ascendente) evaluado: gravedad específica y peso molecular (+24,2%), viscosidad cinemática (−12,3%), relación de calores específicos (+2,8%) y factor de compresibilidad (−0,33%). Comparando estas magnitudes con la variación de la potencia (+5,7% en la primera etapa y +6,4% en la segunda) se concluye que la respuesta del sistema de

compresión es sustancialmente más atenuada que la de la propiedad que más cambia, lo que descarta una proporcionalidad directa entre gravedad específica y potencia.

7.2.1 Relación entre las propiedades del gas y la potencia requerida

En los numerales 7.1 y 7.2 se presentaron por separado la respuesta del sistema de compresión y la variación de las propiedades del gas, respecto a la concentración de CO_2. En este numeral ambas familias de resultados se cruzan con el propósito de identificar cuál de las propiedades explica efectivamente el comportamiento de la potencia y la temperatura de descarga.

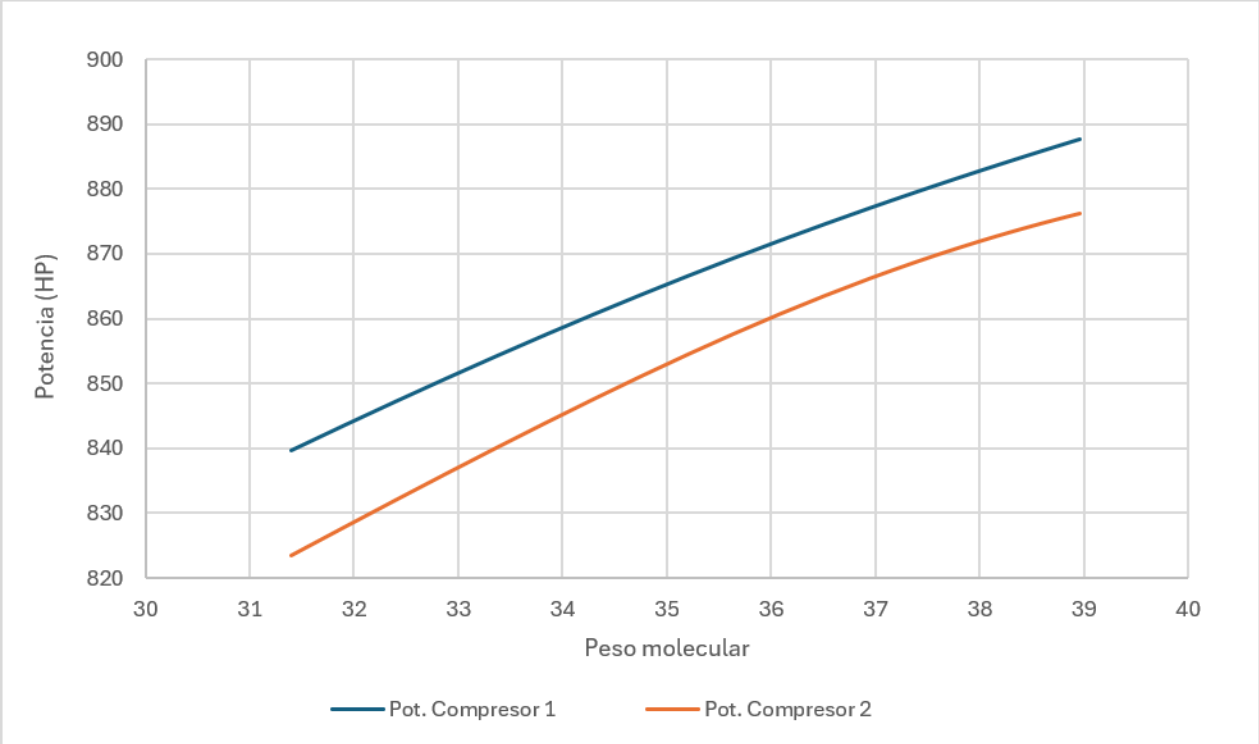
Como punto de partida se recuerda la definición de gravedad específica, en la cual el peso molecular del aire es una constante:

$$GE = \frac{MW}{MW_{air}} \tag{7}$$

Por lo tanto, el comportamiento de la gravedad específica de la Figura 14 puede leerse directamente como el comportamiento del peso molecular de la mezcla, que varía de 31,4 lb/lbmol a 39,0 lb/lbmol en el rango de composición evaluado. La Figura 17 y Figura 18 presentan la potencia y temperaturas de descarga respectivamente de ambos compresores en función de esa variable.

Figura 17.

Potencia del compresor en función del peso molecular

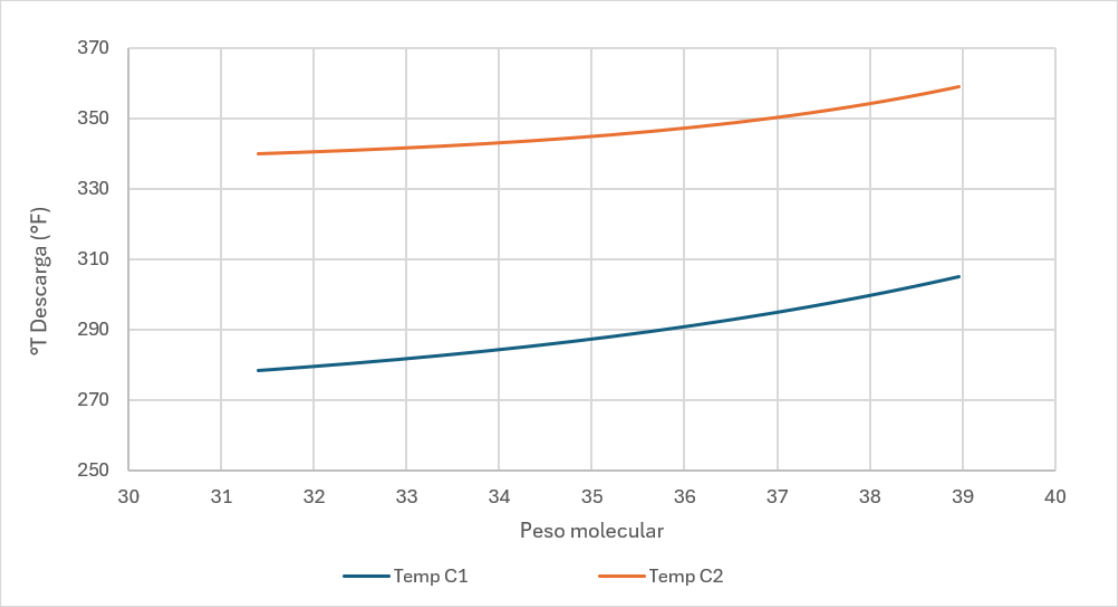


La relación entre potencia y peso molecular es prácticamente lineal en ambas etapas, con pendientes de 6,3 HP por lb/lbmol en el Compresor 1 y de 7,0 HP por lb/lbmol en el Compresor 2. Expresado en forma adimensional, un incremento de 24,2% en el peso molecular produce incrementos de potencia de solo 5,7% y 6,4%, respectivamente. La interpretación de esta discrepancia es el resultado central de este numeral: como el flujo volumétrico estándar es constante, el flujo másico aumenta en la misma proporción que el peso molecular (24,2%), de modo que la cabeza politrópica por unidad de masa debe estar disminuyendo. Al calcular el cociente entre potencia y peso molecular como indicador de dicha cabeza específica se obtiene una reducción de 26,8 a 22,8 en la primera etapa (−14,8%) y de 26,2 a 22,5 en la segunda (−14,3%).

La Figura 18 relaciona la temperatura de descarga de cada etapa de compresión con el peso molecular de la mezcla gaseosa. Se observa que, al aumentar el peso molecular (asociado a una mayor fracción molar de CO_2), la temperatura de descarga se incrementa en ambos compresores, siendo más elevada en la segunda etapa por sus mayores condiciones de presión.

Figura 18.

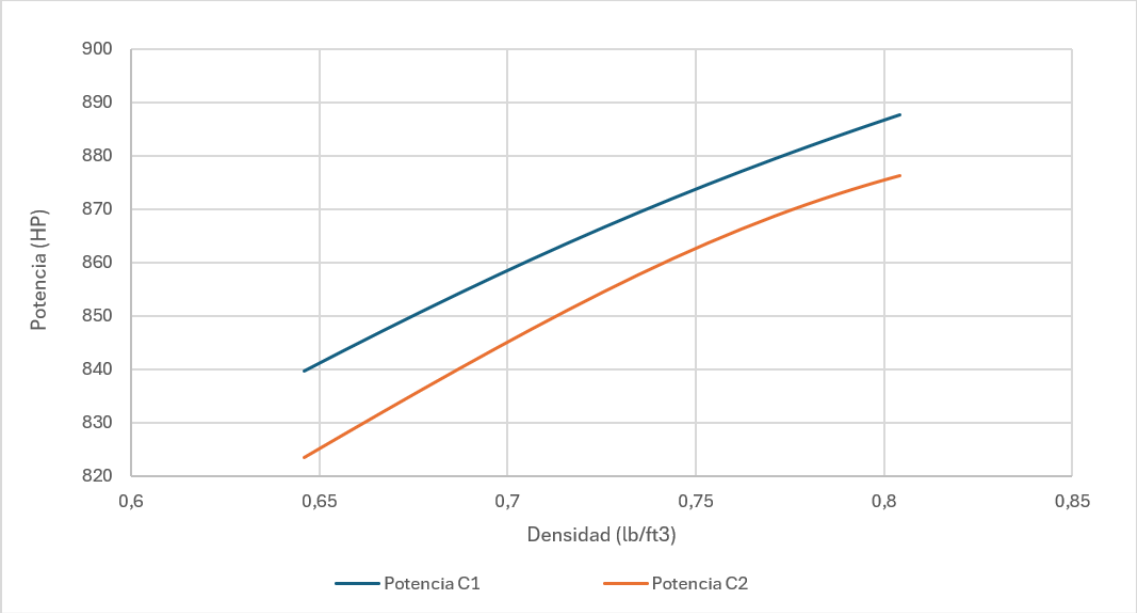
Temperatura de descarga del compresor en función del peso molecular



La Figura 19 muestra que la potencia requerida aumenta con la densidad del gas en las dos etapas de compresión. Esto es lo esperado porque, al mantenerse constante el caudal estándar, una mayor densidad está asociada a un mayor peso molecular y, por tanto, a un mayor flujo másico que debe ser comprimido. En consecuencia, el incremento de densidad refleja indirectamente el efecto composicional del CO_2 sobre la demanda energética del sistema.

Figura 19.

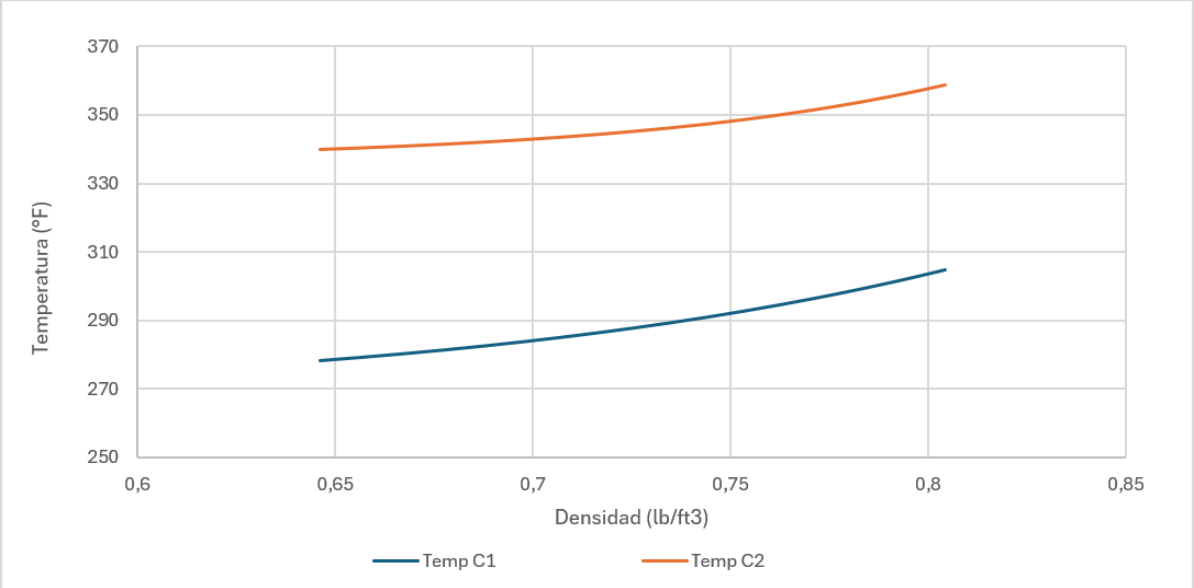
Potencia del compresor en función de la densidad



La Figura 20 muestra que la temperatura de descarga aumenta a medida que se incrementa la densidad de la mezcla en ambos compresores. Este comportamiento es consistente con el aumento del peso molecular al elevar la concentración de CO_2, aunque la respuesta térmica no depende únicamente de la densidad, sino también de la relación de calores específicos, la relación de compresión y la temperatura de succión. En la segunda etapa se observan temperaturas más altas porque el gas entra a una temperatura mayor después del enfriamiento interetapa.

Figura 20.

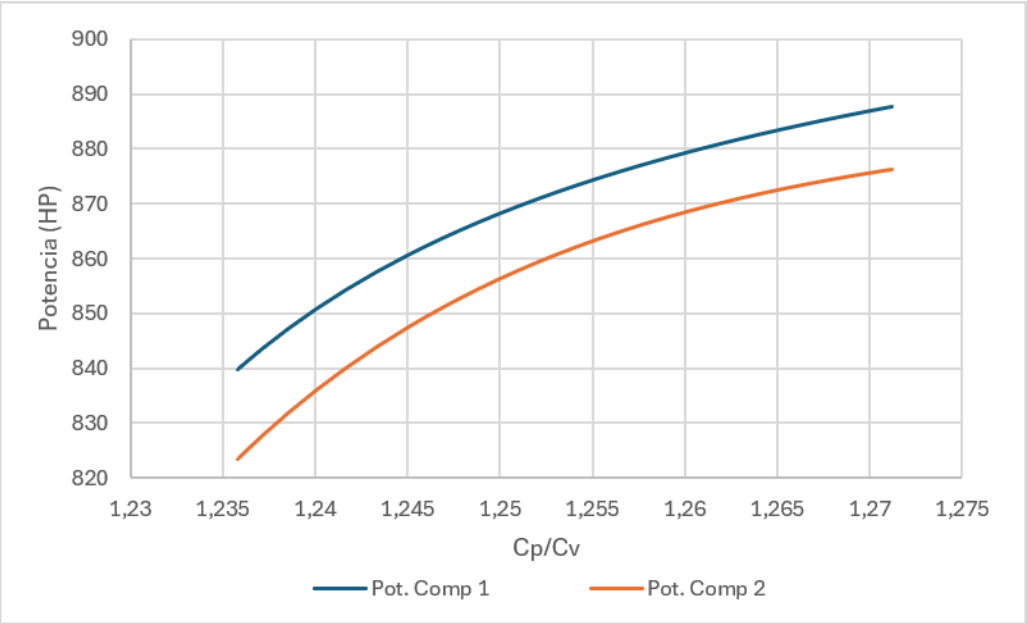
Temperatura de descarga del compresor en función de la densidad



La Figura 21 muestra que la potencia crece con el aumento de la relación de calores específicos, desde 840 HP hasta 888 HP en la primera etapa y desde 823 HP hasta 876 HP en la segunda, mientras la relación de calores específicos varía únicamente de 1,236 a 1,271. La relación de calores específicos y el peso molecular varían de forma simultánea con la fracción molar de CO_2, por lo que las Figura 17 y Figura 21 exhiben variables colineales; ambas describen la misma causa común y no permiten separar contribuciones causales independientes. La comparación entre las dos figuras sí permite concluir que, en el rango evaluado, el peso molecular explica el efecto sobre la potencia, mientras que la relación de calores específicos explica principalmente el efecto sobre la temperatura de descarga, cuya curva convexa sigue la tendencia de la Figura 13.

Figura 21.

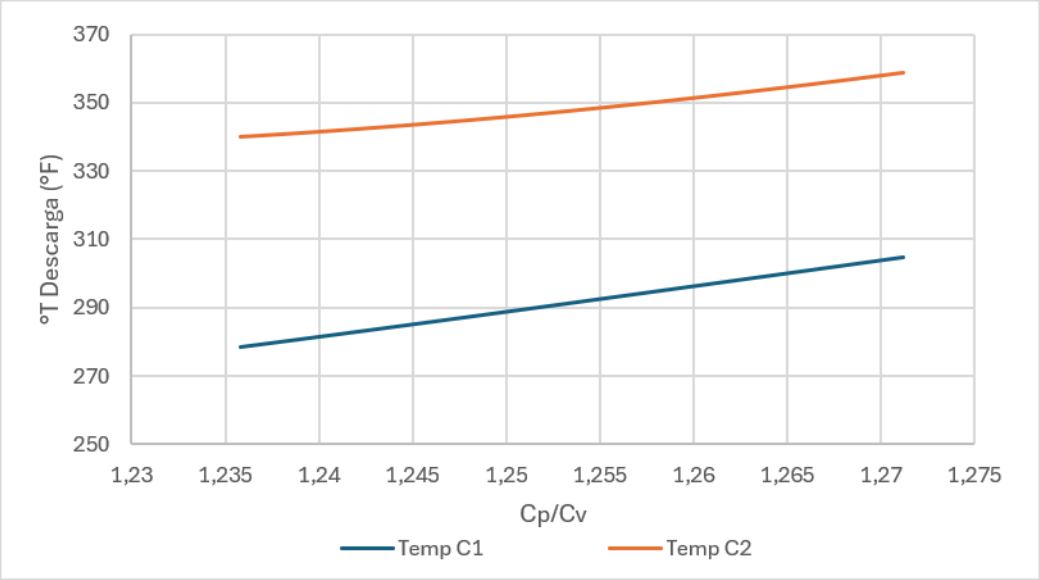
Potencia del compresor en función de la relación de calores específicos



La Figura 22 presenta la variación de la temperatura de descarga en función de la relación de calores específicos Cp/Cv. El aumento de esta propiedad se asocia con temperaturas de descarga superiores, debido a su influencia directa sobre el incremento térmico durante la compresión politrópica.

Figura 22.

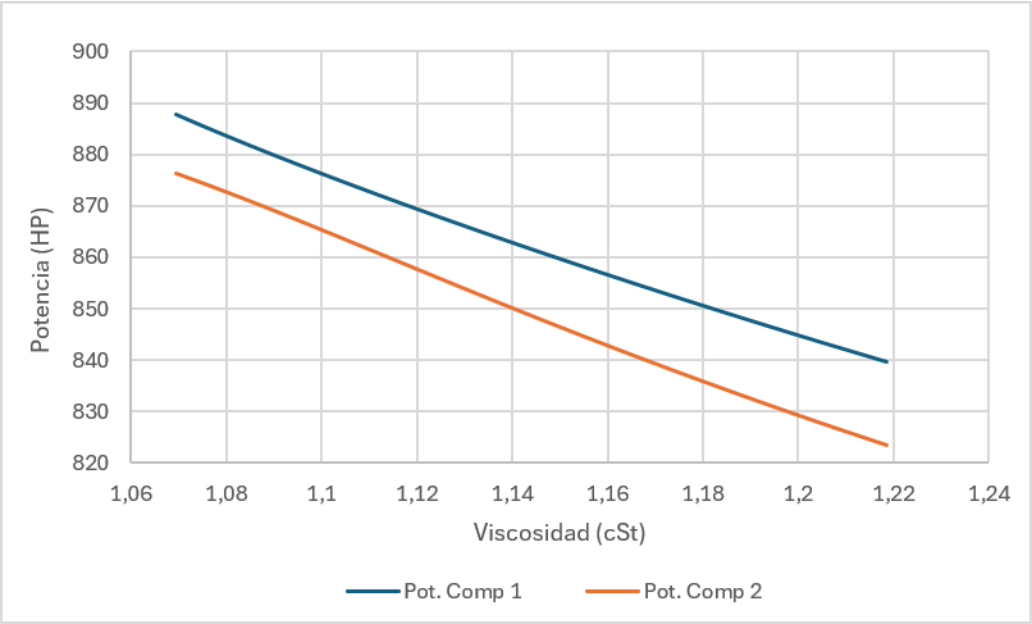
Temperaturas de descarga del compresor en función de la relación de calores específicos



Finalmente, la Figura 23 relaciona la potencia con la viscosidad cinemática y muestra una tendencia decreciente y prácticamente lineal, con pendientes de 320 HP/cSt en la primera etapa y de 353 HP/cSt en la segunda. Esta correlación, aunque estadísticamente clara, es de naturaleza indirecta: la viscosidad no interviene en las ecuaciones de cabeza politrópica ni de potencia (1) a (4), y el aparente efecto proviene de que la viscosidad cinemática disminuye cuando la densidad aumenta, (de forma similar al peso molecular con la gravedad específica). Por consiguiente, la viscosidad no debe utilizarse como variable predictora de la potencia en el dimensionamiento del sistema; su relevancia se restringe a las pérdidas por fricción en tuberías, válvulas e internos, cuyo cálculo está fuera del alcance de este documento.

Figura 23.

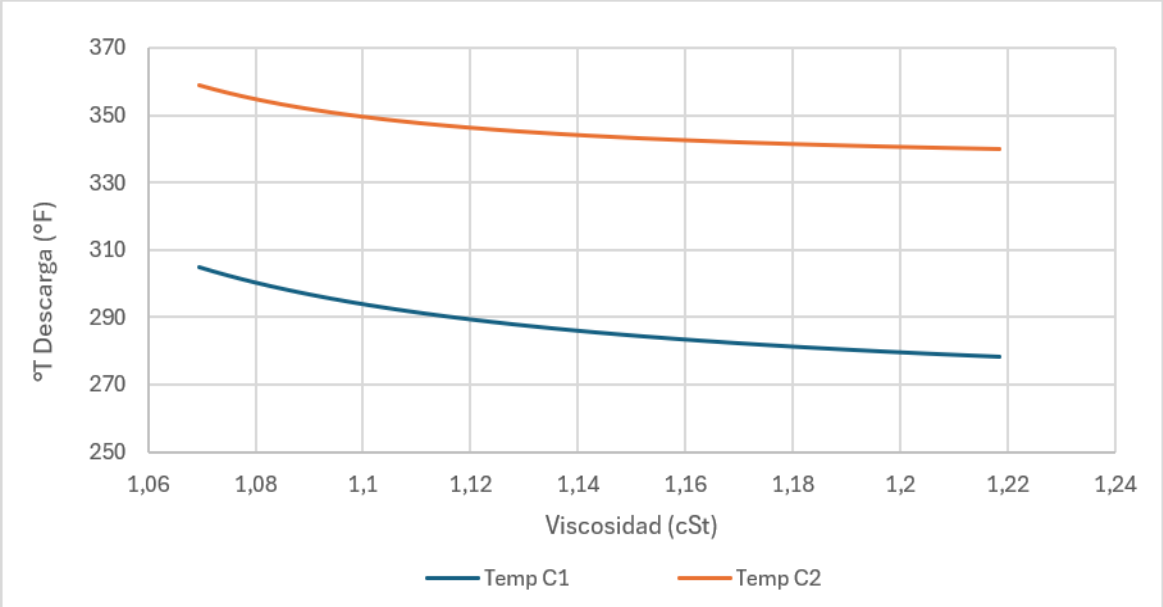
Potencia del compresor en función de la viscosidad.



La Figura 24 muestra la relación entre la temperatura de descarga y la viscosidad cinemática del gas. En los escenarios evaluados, una menor viscosidad cinemática coincide con una mayor temperatura de descarga; no obstante, esta tendencia debe interpretarse como una correlación derivada de los cambios simultáneos en la composición y otras propiedades termodinámicas de la mezcla.

Figura 24.

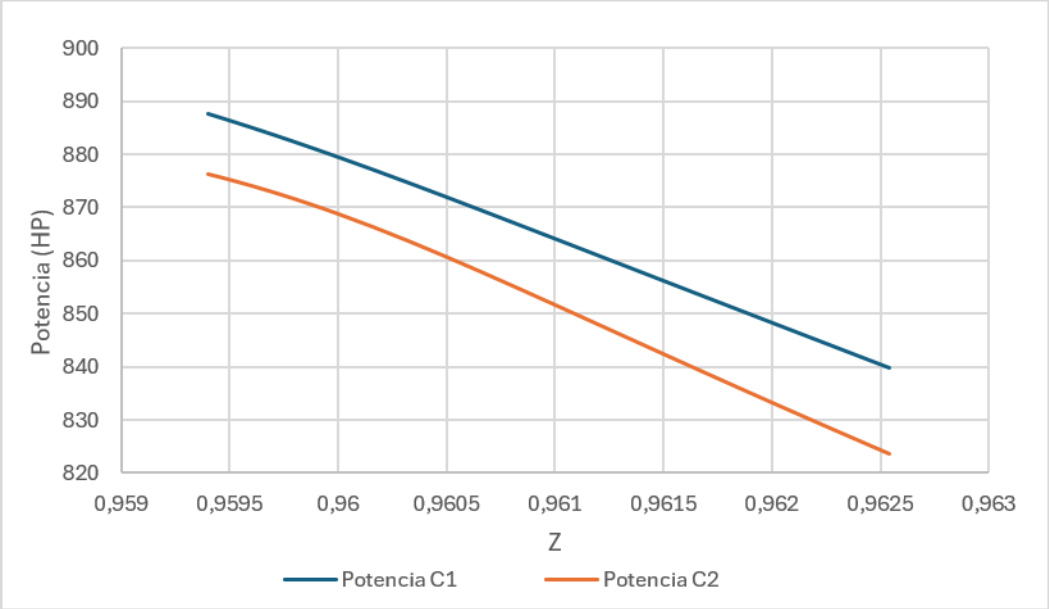
Temperatura de descarga del compresor en función de la viscosidad.



La potencia requerida disminuye al aumentar el factor de compresibilidad Z dentro del intervalo analizado. Esto es consistente con que los casos de menor Z corresponden a mezclas más ricas en CO_2, con mayor peso molecular y flujo másico a caudal estándar constante. Por tanto, el efecto dominante sobre la potencia no es el factor Z por sí solo, sino el cambio conjunto de las propiedades termodinámicas inducido por la concentración de CO_2.

Figura 25.

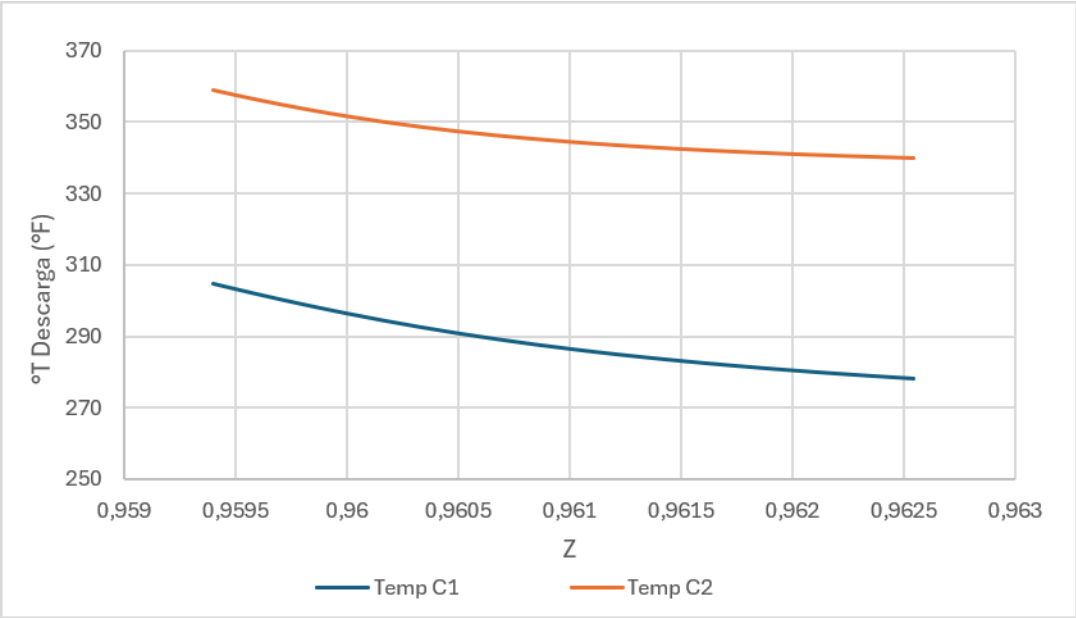
Potencia del compresor en función del factor Z.



La temperatura de descarga disminuye ligeramente al aumentar el factor de compresibilidad *Z* en ambas etapas. Sin embargo, el intervalo de variación de *Z* es muy reducido, por lo que esta tendencia debe interpretarse como una respuesta asociada al cambio simultáneo de composición de la mezcla y no como una relación causal aislada. La segunda etapa presenta temperaturas mayores debido a su temperatura de succión más alta.

Figura 26.

Temperatura de descarga del compresor en función del factor Z.



En síntesis, el conjunto de resultados de los numerales 7.1 y 7.2 muestran que el efecto de la concentración de CO_2 sobre el sistema de compresión, con caudal volumétrico estándar constante, se transmite fundamentalmente a través del peso molecular (y por tanto del flujo másico), mientras que el factor de compresibilidad resulta despreciable y la relación de calores específicos gobierna el comportamiento térmico. Estos hallazgos son la base cuantitativa de las conclusiones presentadas en el capítulo siguiente.

8. Conclusiones

Este capítulo formula de manera cuantitativa, indicando la magnitud del efecto, su valor relativo y su implicación para el diseño o la operación del sistema de compresión del campo en estudio.

Las conclusiones se ordenan desde el hallazgo de carácter metodológico, que condiciona la interpretación de todo el análisis, hasta las implicaciones prácticas sobre potencia instalada, enfriamiento y escalabilidad.

- Hallazgo metodológico. La relación entre concentración de CO_2 y potencia requerida solo queda definida una vez se fija la base de comparación del flujo. Con caudal volumétrico estándar constante (8,5 MMSCFD), un aumento de la fracción molar de CO_2 de 0 a 0,54 incrementa el peso molecular en 24,2% (de 31,4 a 39,0 lb/lbmol) y, con él, el flujo másico en la misma proporción. En consecuencia, el mayor requerimiento de potencia observado para las corrientes con mayor contenido de CO_2 se debe tanto a la variación de las propiedades termodinámicas de la mezcla como al aumento de la masa comprimida por unidad de tiempo. Los resultados no deben extrapolarse directamente a un escenario con flujo másico constante, el cual requeriría un análisis de sensibilidad independiente.
- Impacto sobre la potencia requerida. Para el gas de batería y su caudal de acuerdo con los pronósticos (8,5 MMSCFD), la potencia aumenta 48 HP en el Compresor 1 (de 840 HP a 888 HP; +5,7%) y 53 HP en el Compresor 2 (de 823 HP a 876 HP; +6,4%) al pasar del escenario sin CO_2 al de 0,54 de fracción molar. En el tren completo, el diferencial es de 101 HP. Bajo operación continua con accionamiento eléctrico, esos 101 HP (75 kW) equivalen a cerca de 660 MWh por año de energía adicional, o a su equivalente en gas combustible si se seleccionan motores a gas; este valor constituye la magnitud del sobrecosto operativo (OPEX) atribuible exclusivamente a la composición del gas.

- Impacto sobre la temperatura de descarga y el enfriamiento. A mayor concentración de CO_2, la temperatura de descarga aumenta 27 °F en la primera etapa y 19 °F en la segunda (ver Figura 12) por lo tanto a mayor concentración de CO_2 se incrementa la exigencia térmica del sistema de compresión ya que se va a requerir más carga de calor para enfriar hasta los 120 °F recomendados por el GPSA (2017), sin embargo, la magnitud de dicha carga térmica debe determinarse a partir del flujo másico y de la diferencia de entalpía entre la entrada y la salida de cada aeroenfriador. En el escenario de máxima concentración de CO_2 se alcanza 305 °F en la primera etapa y 359 °F en la segunda, valores que se ubican en el extremo superior del intervalo de 300 °F a 350 °F usualmente adoptado como techo de diseño, por lo que se sugiere validar límites de fabricantes y aeroenfriadores de mayor área, con impacto simultáneo en CAPEX y OPEX.
- Escalabilidad de los resultados con el caudal. Al cuadruplicar el caudal a 34 MMSCFD, la potencia se multiplica exactamente por 4,00 en los cuatro puntos extremos evaluados (desviación inferior a 0,5%), mientras que la temperatura de descarga no cambia (278 °F a 305 °F y 340 °F a 359 °F). La enseñanza práctica es que los porcentajes obtenidos en este trabajo son transferibles a otros caudales del mismo esquema de compresión, y que un aumento de capacidad afecta el accionamiento y el área de enfriamiento, pero no los criterios de temperatura. Debe advertirse, no obstante, que la proporcionalidad exacta proviene de haber conservado la eficiencia politrópica, pese a que el caudal real de succión pasa de aproximadamente 750 ACFM a 3000 ACFM; según la Tabla 4, la eficiencia correspondiente subiría de 0,70 a cerca de 0,78, por lo que la potencia reportada para 34 MMSCFD es conservadora en un margen del orden de 10%.
- Jerarquía de las propiedades del gas. Ordenadas por variación relativa en el rango de composición evaluado, las propiedades se comportan así:
    - Gravedad específica y peso molecular, +24,2%.
    - Viscosidad cinemática, −12,3%.

- Relación de calores específicos, +2,8%.
- Factor de compresibilidad, −0,33%.

La comparación entre las propiedades termodinámicas de la mezcla y la respuesta del sistema indica que el incremento del peso molecular y de la gravedad específica se asocia principalmente con el aumento de la potencia requerida, especialmente porque, al mantener constante el caudal estándar, aumenta también el flujo másico procesado por los compresores. De manera simultánea, la relación de calores específicos presenta una asociación más directa con el incremento de la temperatura de descarga, debido a su influencia sobre la relación entre presión y temperatura durante la compresión.

No obstante, estas relaciones deben interpretarse como parte de un efecto termodinámico integrado de la variación en la fracción molar de CO_2. El peso molecular, la relación de calores específicos, el factor de compresibilidad, la densidad, el flujo másico y las entalpías cambian de forma simultánea; por tanto, las simulaciones no permiten atribuir de manera independiente la variación de potencia o temperatura a una única propiedad.

- Reparto de carga entre etapas. La primera etapa demanda más potencia que la segunda en todo el rango de composición (888 HP frente a 876 HP con 0,54 de CO_2 y 840 HP frente a 823 HP sin CO_2), de forma coherente con su mayor relación de compresión (4,44 frente a 4,05); en cambio, la segunda etapa es térmicamente más crítica (359 °F frente a 305 °F). Además, la diferencia (a la misma composición) de potencia entre etapas se reduce de 17 HP a 12HP (−29%) al aumentar el CO_2, es decir, el reparto de carga se vuelve más equilibrado en las corrientes ácidas, lo que favorece la estandarización de los dos cuerpos de compresión. En consecuencia, la etapa de baja presión gobierna la potencia instalada, mientras que la etapa de alta presión gobierna la especificación térmica y de materiales.

Referencias bibliográficas

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s. f.). *Atlas de almacenamiento de CO_2 en Colombia*. https://www.anh.gov.co/documents/29509/Atlas_CO2_Espanol_Interactivo.pdf

American Petroleum Institute. (1991). *Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping systems* (API RP 14E, 5.ª ed.). https://www.api.org/standards

Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface production operations: Vol. 2. Design of gas-handling systems and facilities* (3.ª ed.). Gulf Professional Publishing.

Cubillos, H., Palacio, J. C., Plata, I., Castañeda, J. O., López, E., Osorio, R., & Maya, G. (2025). *Advancing CCUS for carbon neutrality: Execution of subsurface characterization at Ecopetrol*. Ecopetrol.

Ecopetrol. (2022). *Guía de criterios de diseño de ingeniería de proceso* (Código EDP-G-054, versión 1). Vicepresidencia de Desarrollo y Proyectos.

García-Arévalo, D. A., & Vargas-Jiménez, C. A. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO_2 (CCS) en Colombia: caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología, 40*(1), 109–127. https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegeologia/article/view/7964

García-Arévalo, D. A., & Vargas-Jiménez, C. A. (2025). Evaluación del potencial de almacenamiento de CO_2 para la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia. *Boletín de Geología, 47*(3), 77–96. https://doi.org/10.18273/revbol.v47n3-2025004

Gas Processors Suppliers Association. (2017). *GPSA engineering data book* (14.ª ed.). GPSA.

Gasparin, E. E. (2023). *Sensitivity analysis and optimization of centrifugal compressors train working with supercritical CO_2* [Tesis doctoral, Universidade Estadual Paulista]. Repositório Institucional UNESP. https://repositorio.unesp.br/items/ee757bd7-28f5-4133-a862-74ec787705d3

Lasala, S., Chiesa, P., Privat, R., & Jaubert, J.-N. (2017). Modeling the thermodynamics of fluids treated by CO_2 capture processes with Peng–Robinson + residual Helmholtz energy-based mixing rules. *Industrial & Engineering Chemistry Research, 56*(8), 2259–2276. https://doi.org/10.1021/acs.iecr.6b04190

Reina, J., Zabala, R., Marín, J., Portela, J., Bahamón, J., Prada, A., Orozco, N., Lozano, R., Torres, M., Kaminszczik, S., Cifuentes, C. H., & Reina, C. (2025). *Successful implementation CO_2 assisted hydraulic fracturing in a deep and low permeability sandstone reservoir: First case in Colombia* (SPE-223517-MS). Society of Petroleum Engineers. https://doi.org/10.2118/223517-MS

Sáchica, J., Cubillos, H., Ramos, H., & Medina, C. (2026). *Results of a new CO_2 EOR project in Colombia 18 years after its last application* (CCUS-2026-4436270).

Carbon Capture, Utilization, and Storage Conference. https://doi.org/10.15530/ccus-2026-4436270

Vargas-Reyes, L., González-Martínez, A., & Morales-Medina, G. (2023). Variaciones en la concentración de CO_2 en gases asociados: Evaluación del desempeño de un proceso de acondicionamiento con turboexpander. *Fuentes, el Reventón Energético, 21*(2), 103–119. https://doi.org/10.18273/revfue.v21n2-2023007

Victoria, D. M., Faiz, F., Cubillos, H., Castañeda, J., & Torres, F. (2025). *Advanced optimization of carbon usability and storage project: An integrated approach in Colombia's Magdalena Valley* (SPE-229903-MS). Society of Petroleum Engineers. https://doi.org/10.2118/229903-MS