

Evaluación del desempeño del proceso de endulzamiento de gas natural: comparación
de resultados entre DWSIM y Aspen HYSYS

Maria de los Ángeles Lamus Vesga y Valeria Marsiglia Rodríguez

Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero Químico

Trabajo de investigación

Director:

Giovanni Morales Medina

Dr. Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Bucaramanga

2026

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander, por su eje misional orientado a la formación de profesionales con sentido crítico y compromiso con la construcción de una mejor sociedad.

A la Escuela de Ingeniería Química, que, de la mano de sus docentes, nos brindó sus conocimientos y experiencias a lo largo de este camino.

Al profesor Giovanni, por su acompañamiento, paciencia y valiosa contribución en la realización de este proyecto de grado, que nos permitió cumplir el sueño de convertirnos en ingenieras químicas.

Dedicatoria

Este trabajo de grado está dedicado, en primer lugar, a mi madre, Aydee Elizabeth Marsiglia, quien ha sido mi mayor ejemplo de fortaleza, amor y perseverancia. Sin su apoyo, este logro no habría sido posible.

A mi familia, por estar siempre a mi lado con palabras de aliento y por creer en mí cuando más lo necesitaba.

A mi abuela Myriam Rodríguez y a mi amigo Kevin Santiago Corredor, que ya no están físicamente, pero siguen presentes en mi corazón y en cada logro alcanzado.

A mi compañero de vida, Juan Pablo Corredor, por su paciencia, amor y apoyo incondicional.

A mi hijo, Matías Corredor Marsiglia, por ser la inspiración más pura y el motivo que me impulsa a superarme cada día.

Y a mi compañera y amiga María Lamus Vesga, con quien compartí este proceso académico con esfuerzo, risas y complicidad, haciendo de este camino una experiencia inolvidable.

Valeria Marsiglia Rodríguez

Dedicatoria

Este logro se lo dedico principalmente a Dios por haberme guiado durante este proceso, a Maria Isabel Vesga Pinzón y Luis Gerardo Lamus Arenas, los pilares de mi vida, las personas que me inspiraron e hicieron posible que hoy finalmente culmine esta etapa de mi vida.

A mi hermano Luis Gerardo Lamus Vesga, quien durante todos estos años confió en mí, y estuvo cuando más lo necesité, sobre todo en los momentos en que me quise rendir.

A mi abuelo Gerardo, que desde el cielo debe estar orgulloso de su nieta ingeniera.

A la memoria de mejor amigo y compañero de carrera Kevin Santiago Corredor Castro, aunque no este físicamente, sus palabras, su apoyo y su amistad fueron una luz constante en este camino, este logro también es de él y su huella vive en cada página de esta tesis y en mi corazón.

A mi compañero de vida Aldhair Silva por su paciencia, amor y apoyo incondicional.

A mi compañera y mejor amiga de aventuras Valeria Marsiglia y a su precioso bebé Matías, con quien viví todo el proceso académico y a quien siempre llevaré en mi corazón.

Y finalmente me lo dedico a mí misma, a mi esfuerzo y sacrificio.

Maria de los Ángeles Lamus Vesga

Tabla de Contenido

Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1. Objetivo general.....	14
1.2. Objetivos específicos	14
2. Marco teórico	15
2.1. Gas Natural	15
2.2. Descripción general del proceso tradicional de endulzamiento de gas natural.....	16
1.3. Simulación de procesos químicos	17
1.3.1. Programa Aspen HYSYS.....	18
1.3.2. Programa DWSIM	18
1.3.2.1. Paquete de propiedades.....	19
2. Estado del Arte.....	20
3. Metodología	23
4.1. Fase I. Selección del caso de estudio	23
4.2. Fase II. Desarrollo simulación caso base.	24
4.3. Fase III. Comparación de resultados.....	26
5. Resultados	27
5.1. Simulación caso base	27
5.2. Comparación de resultados con Aspen HYSYS.....	29
5.3. Análisis de sensibilidad.....	33
5.4. Consumo energético.....	36
6. Conclusiones	38
7. Recomendaciones	40

Referencias bibliográficas..... 41

Apéndices..... 46

Lista de tablas

Tabla 1. Requerimientos solicitados por el RUT.....	15
Tabla 2. Principales corrientes del caso base.....	27
Tabla 3. Comparación de los resultados de la simulación con el caso base de la literatura.	30

Lista de Figuras

Figura 1. Estructura básica de un proceso de endulzamiento con aminas	17
Figura 2. Metodología empleada en el cumplimiento de los objetivos	23
Figura 3. Simulación del proceso de endulzamiento de gas natural en DWSIM	24
Figura 4. Perfil de concentración CO ₂ vs Etapas	28
Figura 5. Perfil de temperatura en la torre de absorción con MEA para diferentes concentraciones de CO ₂	32
Figura 6. Perfil de temperatura en la torre de absorción con MEA para diferentes concentraciones de CO ₂	33
Figura 7. Análisis de sensibilidad Fracción Molar MEA y temperatura vs fracción molar CO ₂	34
Figura 8. Análisis de sensibilidad Fracción Molar MEA y fracción de CO ₂ en el gas agrio vs fracción molar CO ₂ removida	36
Figura 9. Consumo energético torre de recuperación de MEA	37

Lista de apéndices

Apéndice A. Información del paquete termodinámico	46
Apéndice B. Información característica de la cuenca del Valle medio del Magdalena y composición del gas asociado.	48
Apéndice C. Condiciones de operación de los equipos y diseño empírico del proceso.	50

Resumen

Título: Evaluación del desempeño del proceso de endulzamiento de gas natural: comparación de resultados entre DWSIM y Aspen HYSYS.¹

Autores: Maria de los Ángeles Lamus Vesga, Valeria Marsiglia Rodríguez.²

Palabras Clave: Aspen HYSYS, DWSIM, RUT, gas asociado, remoción de CO₂, MEA.

Descripción:

Este trabajo de investigación tuvo como objetivo comparar el desempeño del simulador DWSIM frente a Aspen HYSYS en el proceso de endulzamiento de un gas natural representativo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, utilizando una solución de monoetanolamina (MEA) al 20 %. En la simulación se consideró la etapa de absorción del gas agrio, en la cual el CO₂ presente es capturado mediante interacción química con la amina, tomando como referencia las condiciones operativas reportadas en la literatura.

Los resultados mostraron un gas tratado con una fracción molar de CO₂ de 0.0000184 % en DWSIM frente al 0.28 % obtenido en Aspen HYSYS, evidenciando diferencias atribuibles a los paquetes termodinámicos empleados. Los perfiles de temperatura a lo largo de la torre reflejaron el comportamiento exotérmico de la reacción, con picos más marcados en DWSIM y una tendencia general similar en ambos simuladores.

El análisis de sensibilidad indicó que el aumento en la fracción molar de MEA mejora la eficiencia del proceso hasta un valor óptimo cercano a 0.12. En general, DWSIM generó resultados dentro de rangos aceptables, consolidándose como una alternativa accesible frente a Aspen HYSYS para estudios académicos y de análisis comparativo en la industria del gas natural.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Giovanni Morales Medina. Doctor en Ingeniería Química.

Abstract

Title: Performance Evaluation of the Natural Gas Sweetening Process: Comparison of Results between DWSIM and Aspen HYSYS.³

Authors: Maria de los Ángeles Lamus Vesga, Valeria Marsiglia Rodríguez.⁴

Keywords: Aspen HYSYS, DWSIM, RUT, associated gas, CO₂ removal, MEA.

Description:

This research aimed to compare the performance of the DWSIM simulator against Aspen HYSYS in the sweetening process of a natural gas representative of the Middle Magdalena Valley Basin, using a 20% monoethanolamine (MEA) solution. The simulation considered the absorption stage of sour gas, in which the CO₂ present was captured through chemical interaction with the amine, taking as reference the operational conditions reported in the literature.

The results showed a treated gas with a CO₂ molar fraction of 0.0000184% in DWSIM, compared to 0.28% obtained in Aspen HYSYS, evidencing differences attributable to the thermodynamic packages employed. The temperature profiles along the column reflected the exothermic behavior of the reaction, with more pronounced peaks in DWSIM and a generally similar trend in both simulators.

The sensitivity analysis indicated that increasing the MEA molar fraction improves the efficiency of the process up to an optimal value close to 0.12. Overall, DWSIM produced results within acceptable ranges, establishing itself as an accessible alternative to Aspen HYSYS for academic studies and comparative analyses in the natural gas industry.

³ Degree Work

⁴ Faculty of Physicochemical Engineering. Chemical Engineering School. Director: Giovanni Morales Medina. Doctor in Chemical Engineering.

Introducción

La simulación es una herramienta vital para una amplia variedad de desafíos en ingeniería, facilitando los diseños y evaluaciones de manera práctica, rápida y eficiente (Bolaños, 2014). En Colombia, grandes industrias como Ecopetrol utilizan para sus diseños y análisis software comercial como el paquete de ASPEN, con un valor por licencia que supera los \$50.000 USD/año (Medium, 2023). En Colombia, las empresas de pequeño y mediano tamaño en la industria química representan más del 70% en este sector (Ministerio de Educación Nacional, PNUD, 2020), por lo que adquirir la licencia de un programa de simulación comercial resulta difícil. Como alternativa, las empresas de pequeño y mediano tamaño pueden utilizar software de uso libre como DWSIM; este software, aunque no tiene soporte como los de uso comercial, ha mostrado desempeños similares en algunos procesos en la industria (Medeiros, 2023).

El endulzamiento del gas natural es esencial para la industria energética y tiene repercusiones importantes en la calidad del aire y la economía de los países. Colombia es uno de los principales productores de gas natural en América Latina, con un aporte en 2023 de 1.059 MMSCFD (UPME, 2023). Sin embargo, el gas natural producido en el país contiene contaminantes como el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S) que, como lo establece el Reglamento Único de Transporte del Gas Natural (RUT) (Resolución 071 de 1999), deben ser retirados antes de su transporte y comercialización. La presencia de estos contaminantes no solo afecta la calidad del gas, sino que también plantea riesgos para la salud humana, el medio ambiente y la comercialización del producto. En el contexto específico del Magdalena Medio colombiano, en los gases producidos en los campos Bonanza y Lisama de Ecopetrol S.A., se destaca la predominancia de CO_2 en el gas natural, mientras que la presencia de H_2S es mínima o nula (Camacho, 2021). Este escenario particular requiere la simulación del proceso de

endulzamiento de gas natural para garantizar el cumplimiento de los límites de calidad establecidos en el Reglamento Único de Transporte del Gas Natural (RUT). Mediante esta simulación es posible analizar, diseñar y optimizar las condiciones del proceso, adaptándolo a la composición del gas producido en los campos del Magdalena Medio. En este contexto, la validación del simulador DWSIM cobra especial relevancia al ofrecer una herramienta de libre acceso que permite evaluar la eficiencia del proceso y apoyar a las pequeñas y medianas empresas del sector. Asimismo, la implementación de estos programas facilita la capacitación técnica del personal, promueve la eficiencia operativa y fortalece las capacidades nacionales en el tratamiento y aprovechamiento del gas natural.

Con lo anterior, el presente documento presenta una evaluación del desempeño de DWSIM en el proceso de endulzamiento de CO₂ como caso de estudio. La evaluación del desempeño fue realizada con resultados obtenidos con el programa comercial Aspen HYSYS. La pregunta de investigación correspondió a: ¿cuál es la efectividad y la viabilidad del simulador DWSIM en comparación con el software comercial Aspen HYSYS para el proceso de endulzamiento de gas natural?

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Comparar los desempeños reportados por el simulador DWSIM y Aspen HYSYS para el proceso de endulzamiento de un gas natural representativo de una zona del País.

1.2. Objetivos específicos

1. Seleccionar un caso de estudio reportado en la literatura para el proceso de endulzamiento de un gas natural representativo de una zona del país.
2. Desarrollar una simulación del proceso de endulzamiento seleccionado en DWSIM, definiendo el caso base de estudio.
3. Comparar los resultados del caso base de estudio en DWSIM con los obtenidos en una simulación en Aspen HYSYS.

2. Marco teórico

2.1. Gas Natural

El gas natural es un recurso fósil que contiene metano, etano y otros gases inorgánicos. Asimismo, el gas natural presenta impurezas como nitrógeno, agua, CO₂ y H₂S. Tales impurezas generan corrosión en los equipos y son dañinas para los seres humanos y el medio ambiente (Erdmann, Ruiz y Martínez, 2012).

Los procedimientos empleados para la eliminación de las sustancias ácidas y el acondicionamiento del gas natural se llevan a cabo mediante el uso de absorbentes específicos para estas sustancias. Estos procesos deben garantizar que el gas tratado cumpla con los requerimientos de transporte y comercialización de gas combustible en el país, establecidos por el Reglamento Único de Transporte (RUT). La Tabla 1 presenta los parámetros de calidad definidos en el RUT.

Tabla 1.

Requerimientos solicitados por el RUT.

Componente	Gas de entrada (RUT)
H₂O, mg/m³	(<97)
O₂, % vol.	(<0,1)
N₂, % vol.	(<3)
Inertes, % vol.	(<5)
CO₂, % vol.	(<2)
H₂S, mg/m³	(<6)
Poder calorífico, MJ/m³	(35.4 – 42.8)

Nota: Adaptado de la resolución CREG – 071 de 1999.

Existen diferentes métodos para el endulzamiento del gas (Martínez, 2013):

1. Absorción química: Se emplean solventes como aminas o carbonato de potasio para reaccionar con los gases ácidos y eliminarlos del gas natural.
2. Absorción física: No hay reacción química, solo intercambio de masas entre la fase líquida y gaseosa. Se utilizan disolventes como Selexol o Rectisol.
3. Absorción híbrida: Combina solventes químicos y físicos para una mayor eficacia en la remoción de impurezas. Ejemplo: el proceso Sulfinol.
4. Adsorción: Se utiliza un medio sólido para adherir y remover impurezas del gas, como las mallas moleculares.

La elección del método adecuado depende de factores como la composición del gas, la concentración mínima requerida, el flujo o la presión, así como la efectividad en la remoción de CO_2 y H_2S .

2.2. Descripción general del proceso tradicional de endulzamiento de gas natural

El proceso de endulzamiento del gas natural consiste en la limpieza del gas, enfocándose en la eliminación del sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2). Estos compuestos, al estar en contacto con agua, generan efectos corrosivos y reducen la capacidad calorífica del gas natural. Esta operación implica la eliminación de las impurezas presentes en estado gaseoso (Erdmann, Ruiz, Martínez, Gutiérrez y Tarifa, 2012).

En el proceso de absorción química, es esencial emplear solventes específicos para la eliminación de gases ácidos como CO_2 , H_2S y SO_2 . Para el endulzamiento del gas natural se

utilizan comúnmente soluciones acuosas de alcanolaminas, entre las cuales destacan la monoetanolamina (MEA), la dietanolamina (DEA), la N-metildietanolamina (MDEA) o combinaciones de estas (Londoño y Villegas, 2015).

Desde una perspectiva industrial, este proceso se desarrolla en dos etapas principales. En la primera, conocida como absorción de gases ácidos, se retienen el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono presentes en el gas natural amargo utilizando aminas. La segunda etapa corresponde a la regeneración de la amina, la cual se lleva a cabo mediante la aplicación de calor a baja presión para recuperar el solvente (Pino, 2011).

Figura 1.

Estructura básica de un proceso de endulzamiento con aminas

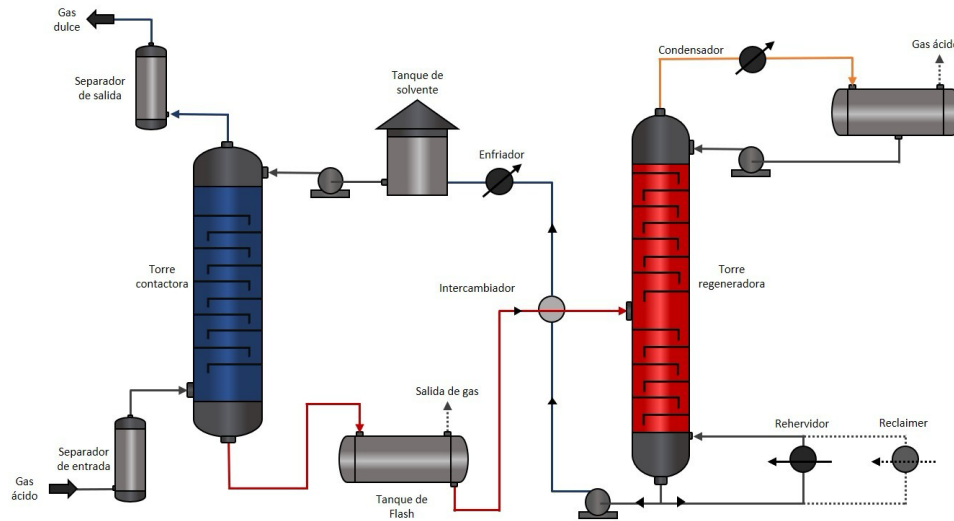


Figura 4. Proceso básico de endulzamiento

Nota: Tomado de (IQR Ingeniería Química, 2021)

1.3. Simulación de procesos químicos

La simulación de procesos es una herramienta fundamental en la industria química, ya que permite analizar y comprender el comportamiento de las diferentes operaciones unitarias que conforman un proceso industrial. Mediante el uso de software especializado, es posible construir

modelos matemáticos que representen con precisión los procesos químicos, lo que facilita su estudio, optimización y control (Macías, 2015).

Un ejemplo de su aplicación es el proceso de endulzamiento del gas natural, el cual es indispensable para eliminar compuestos ácidos como el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S), asegurando que el gas cumpla con los estándares de calidad y seguridad establecidos.

Gracias a la simulación, es posible predecir el desempeño de un sistema bajo diferentes condiciones operativas, evaluar escenarios sin necesidad de intervenir físicamente en la planta, optimizar variables para mejorar la eficiencia y reducir costos, así como analizar el efecto de modificaciones en procesos ya existentes.

1.3.1. Programa Aspen HYSYS

Aspen HYSYS es una herramienta integral para la industria energética, que permite optimizar procesos en todas las etapas, desde la extracción hasta la refinación. El software incorpora módulos para el diseño de equipos, estimaciones de costos, análisis de seguridad y operaciones sostenibles. Asimismo, su precisión se ve reforzada por la integración de inteligencia artificial, la cual optimiza simultáneamente los activos y los objetivos del proceso (IQR Ingeniería Química, 2021).

1.3.2. Programa DWSIM

DWSIM es un simulador de procesos químicos de código abierto que se adhiere al estándar Cape-Open, permitiendo la interoperabilidad entre diferentes softwares. Desarrollado en 2004 por el ingeniero Brasileño Daniel Wagner Oliveira de Medeiros, cuenta con una interfaz gráfica completa y fácil de usar. Esta herramienta es ampliamente utilizada en la industria, la educación y

la consultoría debido a su versatilidad, compatibilidad con diversos sistemas operativos y requisitos mínimos de hardware (IQR Ingeniería Química, 2022).

El software ofrece características comparables a simuladores comerciales como HYSYS o CHEMCAD, incluyendo ser multiplataforma, realizar simulaciones dinámicas y de estado estacionario, ofrecer paquetes avanzados para usuarios, una interfaz de Excel para cálculos termodinámicos, automatización de API y una integración autónoma de modelos termodinámicos. Estas características lo convierten en una opción atractiva y competitiva en el campo de la simulación de procesos químicos (Fernández, 2021).

1.3.2.1. Paquete de propiedades

En relación con los procesos de captura de carbono y endulzamiento de gases, DWSIM incorporó recientemente el paquete de propiedades termodinámicas “Amines Package”, utilizado en DWSIM Pro. Este paquete proporciona un enfoque estándar y eficiente al integrar directamente las propiedades termodinámicas con las reacciones asociadas, lo que facilita y optimiza el modelado de procesos que involucran aminas (Medeiros, 2024).

El paquete de propiedades se basa en el modelo de Kent-Eisenberg, un enfoque semiempírico ampliamente utilizado para describir el comportamiento de soluciones de aminas en la absorción de CO₂. Este modelo combina métodos como Peng-Robinson (para la fase vapor) y UNIFAC modificado/Modificado Kent-Eisenberg (para la fase líquida) con el fin de mejorar la precisión en simulaciones de captura de CO₂ (Mores, 2014). La información completa sobre el paquete termodinámico se encuentra en el apéndice A.

2. Estado del Arte

Silva E. et al. (2021) realizaron una simulación del proceso de endulzamiento de gas natural utilizando el software DWSIM, en la que emplearon soluciones acuosas de dietanolamina (DEA) y metildietanolamina (MDEA) como absorbentes. El estudio tuvo como objetivo ajustar el contenido de gases ácidos, como CO_2 y H_2S , a los valores permitidos por las regulaciones vigentes. Para la simulación se utilizaron datos reales de flujo, composición y parámetros operativos obtenidos de la literatura.

A través de un análisis de sensibilidad, los autores identificaron a la DEA como la amina más eficiente, ya que permitió una remoción casi total de los gases ácidos, con solo un 1,04 % en volumen de CO_2 en la corriente del gas dulce, cumpliendo con las normativas establecidas. La validación de los resultados confirmó la precisión del software DWSIM en comparación con simuladores comerciales como Aspen Plus y con referencias de estudios previos.

Vargas L. et al. (2023) llevaron a cabo una evaluación del desempeño de una unidad con turboexpander para el acondicionamiento de gases asociados con diferentes concentraciones de CO_2 . La evaluación se realizó mediante una comparación entre los resultados obtenidos en una simulación desarrollada en Aspen HYSYS v10 y las especificaciones establecidas en el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

Para ello, se diseñó una unidad de acondicionamiento basada en el escenario medio de producción de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, considerando las secciones de estabilización, endulzamiento, deshidratación y separación por destilación. El estudio tomó como referencia un intervalo de variación del contenido de CO_2 entre 3 y 12 % mol, basado en reportes

de literatura sobre pilotos de recobro mejorado (EOR) mediante inyección de aire e inyección de CO₂.

Los resultados de la simulación indicaron que la unidad con turboexpander presentó un desempeño adecuado para gases con una concentración de CO₂ de hasta 6 % mol, cumpliendo con los parámetros de calidad exigidos por el RUT. No obstante, se observó que al tratar gases con mayores concentraciones de CO₂, el perfil de temperatura en la torre de absorción de la sección de endulzamiento se vio alterado, afectando la eficiencia en la remoción de CO₂.

Basado en el trabajo de Vargas, el presente documento consideró la sección de endulzamiento para la comparación de resultados, incluyendo sus aspectos técnicos, los equipos utilizados, así como el escenario y las características del gas a tratar.

Barroso L. et al. (2022) desarrollaron una simulación del proceso de gasificación en DWSIM mediante un modelo estequiométrico, considerando las reacciones de pirólisis, combustión y reducción. Durante el desarrollo encontraron ciertas restricciones en el simulador, como la dificultad para crear biomasa debido a la falta de análisis elemental, lo que afectó la representación precisa de los componentes. También identificaron problemas en Compound Creator para estimar propiedades y crear compuestos, lo que impactó la precisión de los resultados. Otra limitación fue la incapacidad del simulador para admitir reacciones con fase sólida, lo que los obligó a declarar los componentes sólidos como líquidos o sólidos forzados, introduciendo posibles errores en la simulación.

Pese a estas limitaciones, llevaron a cabo la misma simulación en Aspen Plus y obtuvieron resultados aproximadamente iguales en varias propiedades. Además, lograron similitud al emplear distintos paquetes de propiedades en Aspen Plus, ya que la simulación dependía principalmente

de la estequiometría de las reacciones. La validación confirmó que DWSIM puede modelar procesos estequiométricos y predecir composiciones y propiedades con equilibrio líquido-vapor.

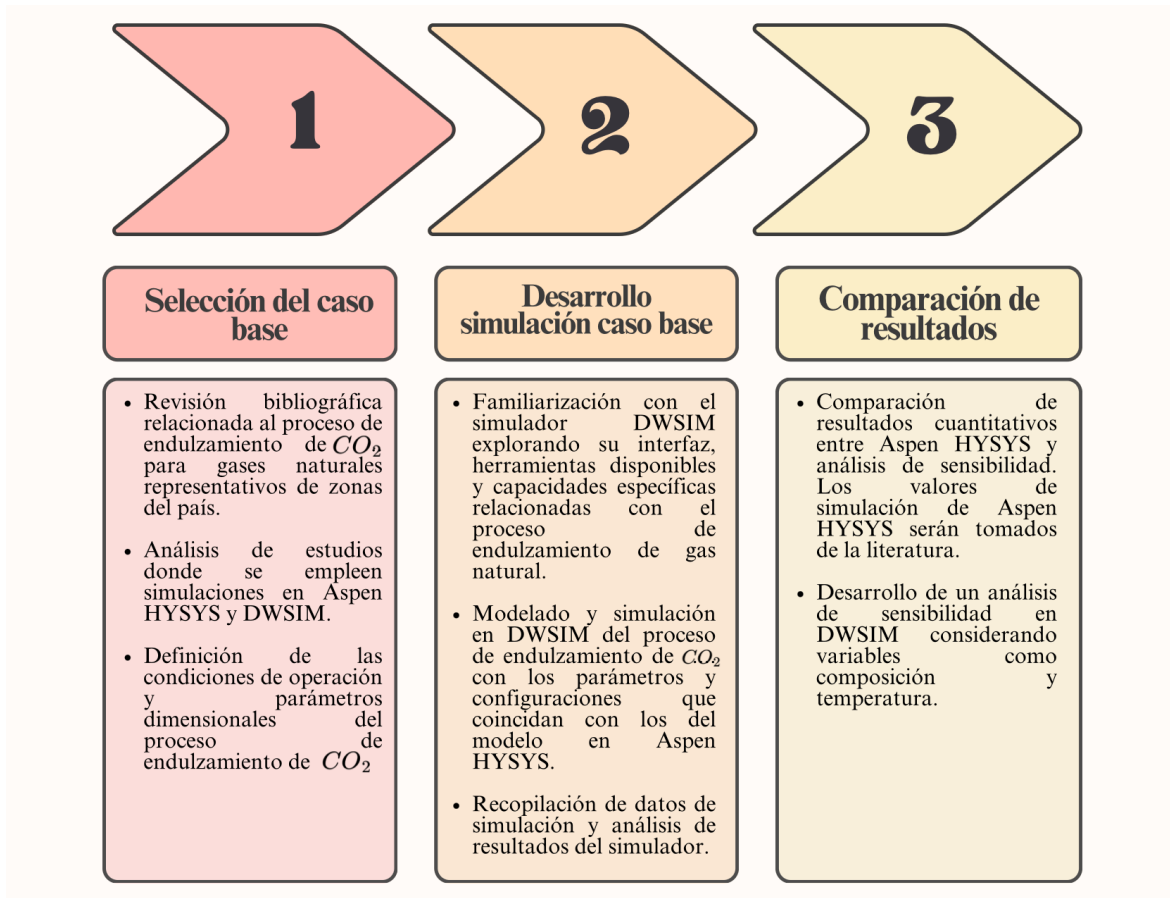
Con base en los documentos anteriores, se puede concluir que, a pesar de las limitaciones identificadas, DWSIM se ha destacado como una herramienta capaz en la simulación de procesos químicos, desde la gasificación hasta el endulzamiento de gas natural, obteniendo resultados comparables a los de otros simuladores líderes como Aspen Plus y HYSYS.

3. Metodología

La figura 2 expone la metodología planteada para la realización de los objetivos propuestos en el presente trabajo de investigación.

Figura 2.

Metodología empleada en el cumplimiento de los objetivos.



4.1. Fase I. Selección del caso de estudio

A partir de la revisión bibliográfica, se seleccionaron los informes de Vargas et al. (2023) y Camacho et al. (2021) como base comparativa para el desarrollo de la simulación en DWSIM. Estos estudios, fundamentados en el informe de la UPME (2018) sobre los “Escenarios de Oferta

gas con una solución de monoetanolamina (MEA) al 20 %. Primero se analizaron los datos de referencia, como la composición del gas agrio, las presiones, las temperaturas y los flujos de entrada. El sistema estuvo conformado por el gas agrio (hidrocarburos ligeros y CO₂), el solvente (MEA al 20 % en agua) y los productos de absorción.

Se configuró el modelo en DWSIM seleccionando el paquete termodinámico de aminas basado en Peng-Robinson y el método Kent-Eisenberg descrito en el marco teórico. Las corrientes de entrada, tomadas del caso base reportado por Vargas, fueron: gas agrio con 11.98 MMSCFD a 814 psia, 110 °F y una fracción molar de CO₂ de 3.91 %, y una solución acuosa de MEA al 20 % con un flujo molar de 3.606 MMSCFD a 814 psia y 120 °F. Ambas corrientes ingresaron a una torre de absorción de 8 platos, con un diámetro de 27.53 in y una altura de 196.85 in, configuración que ofreció la mejor remoción de CO₂. El solvente absorbió el CO₂, obteniéndose un gas tratado con una fracción molar de CO₂ de 1.27E-05, valor diferente al obtenido en Aspen HYSYS.

El gas dulce se sometió a una separación flash para eliminar trazas de MEA antes de la saturación con agua, con un caudal de 0.0131944 ft³/s, logrando un contenido final de CO₂ de 0.000184 %.

La corriente de fondos, rica en CO₂ y MEA (3.99 MMSCFD y 11.9 % molar de CO₂), fue enviada a una unidad flash y luego a una bomba y a un intercambiador de calor antes de la destilación. Esta se efectuó en una columna de 18 platos para recuperar MEA, usando un modelo *shortcut* que determinó 11.41 etapas teóricas y una relación mínima de reflujo de 5.45, adoptando una relación operacional de 9.

En DWSIM, la torre se configuró con relación de reflujo, caída de presión y una fracción molar objetivo de CO₂ del 95 % en el rehervidor, lo que difirió de los parámetros de Aspen HYSYS

y explica las variaciones en los resultados. Tras la recuperación, se obtuvo una corriente de MEA de 0.95 MMSCFD al 63 % molar y una de gases ácidos de 0.077 MMSCFD con 95 % de CO₂. La mezcla del fondo (agua y MEA) se combinó con corrientes frescas, se enfrió y se recirculó al absorbedor mediante un bloque de recirculación que cerró el ciclo y aseguró la continuidad del proceso.

Con esta etapa se completó la simulación en DWSIM, quedando operativa y lista para compararse con el modelo de referencia en Aspen HYSYS. Finalmente, se validaron los resultados del proceso mediante la comparación de las propiedades del gas natural, determinando la efectividad del simulador.

4.3.Fase III. Comparación de resultados

Una vez desarrollada la simulación del proceso de endulzamiento del gas, se condujo a validar los resultados con los ya obtenidos del caso base de la literatura en Aspen HYSYS. Con esto se pretende comparar las propiedades finales del gas natural por medio de los criterios más importantes del proceso y finalmente determinar la efectividad del simulador.

5. Resultados

5.1. Simulación caso base

La Tabla 2 presenta las corrientes principales del proceso de endulzamiento de gas natural simulado en DWSIM. Los resultados obtenidos reflejan el comportamiento esperado en un sistema de absorción con monoetanolamina (MEA), donde las diferencias en composición y flujo entre las corrientes evidencian la eficiencia del ciclo de absorción y regeneración.

Tabla 2.

Principales corrientes del caso base.

Objeto	Temperatura (°F)	Presión (psi)	Flujo molar (MMSCFD)	Fracción molar H₂O	Fracción molar CO₂	Fracción molar MEA
MEA reposición	255.000	20.000	0.114	0.000	0.000	1.000
MEA recuperada	86.960	22.000	0.950	0.356	0.010	0.634
MEA rica	160.698	814.700	3.997	0.702	0.120	0.179
MEA pobre	120.129	814.700	3.600	0.799	0.003	0.199
Gases ácidos	108.648	22.000	0.076	0.050	0.950	0.000
Gas dulce saturado	88.141	900.000	11.229	0.009	0.000	0.000
Gas dulce	179.902	814.700	11.584	0.008	0.000	0.000
Gas agrio	110.000	814.700	11.980	0.002	0.039	0.000
Agua reposición	255.000	20.000	2.536	1.000	0.000	0.000

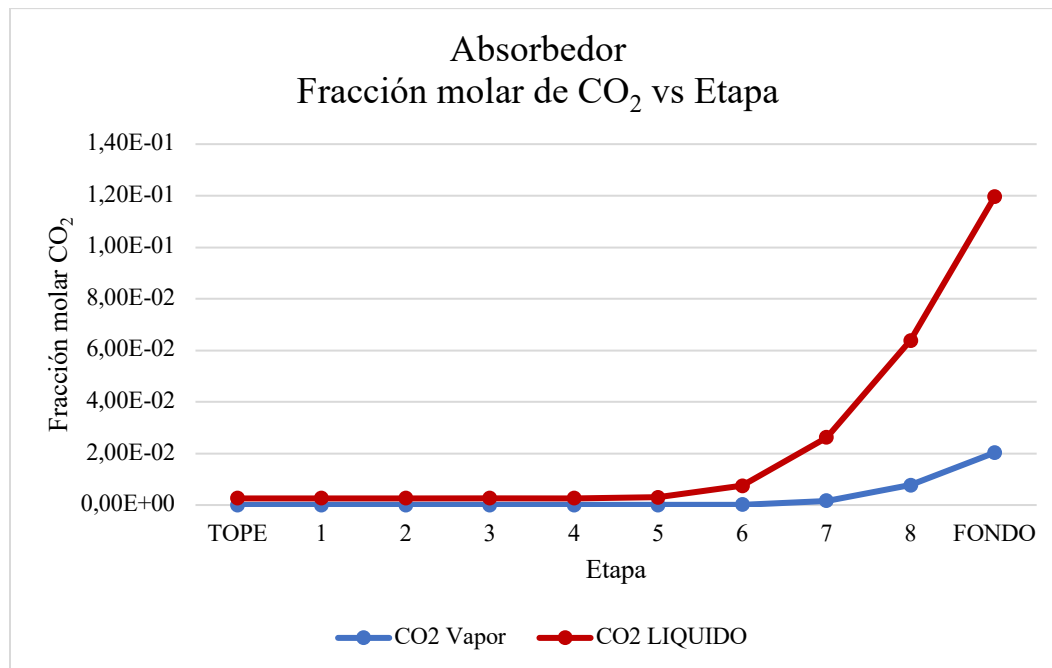
El gas agrio ingresó al absorbedor a una presión de 814.7 psi y una temperatura de 110 °F, con una fracción molar de CO₂ de 0.0391. Tras el proceso de absorción, el gas dulce de salida alcanzó una fracción molar de CO₂ de 1.27×10^{-5} , demostrando una elevada eficiencia en la remoción del gas ácido.

La corriente de MEA rica aumenta ligeramente a 3.997 MMSCFD debido a la absorción de CO₂. La fracción molar de CO₂ en el solvente rico es de 0.119, lo que evidencia la cantidad de CO₂ capturada. La fracción molar de MEA es de 0.178, ligeramente menor por la presencia del CO₂. La corriente de MEA recuperada que sale por el fondo de la torre regeneradora contiene 63 % de MEA y solo 1 % de CO₂, lo que confirma una recuperación adecuada del solvente y el cierre efectivo del ciclo.

Además, se aprecia un aumento considerable en la fracción de agua que sale de la torre de absorción. Este incremento podría deberse a la elevada temperatura con la que sale el gas; es decir, el calor residual queda atrapado, manteniendo el gas a una temperatura mucho más alta a la salida. En conjunto, los resultados demostraron el comportamiento termodinámico del proceso, evidenciando la interacción entre el CO₂ y la MEA.

Figura 4.

Perfil de concentración CO₂ vs Etapas.



La Figura 4 muestra la variación de la fracción molar de CO₂ en las fases líquida y gaseosa a lo largo de las etapas del absorbedor. Se observa que la fracción molar de CO₂ en la fase líquida aumenta progresivamente desde el tope hasta el fondo de la columna, alcanzando su valor máximo en las etapas inferiores. Este comportamiento indica que, a medida que el solvente desciende, absorbe una mayor cantidad de CO₂ proveniente del gas agrio, acumulándose principalmente en la base de la torre, donde el contacto entre las fases es más intenso.

En contraste, la fracción molar de CO₂ en la fase gaseosa disminuye gradualmente conforme el gas asciende, lo que demuestra la eficiencia del proceso de absorción.

5.2. Comparación de resultados con Aspen HYSYS.

En la Tabla 3 se comparan los resultados obtenidos para el gas saturado en este trabajo con los reportados por Vargas et al. (2023). Aunque las condiciones de presión (900 psi) y temperatura (85 °F frente a 88.14 °F) son muy similares, así como el caudal de gas tratado (11.51 MMSCFD en Vargas y 11.23 MMSCFD en este trabajo), se evidencian diferencias notables en la composición de salida. En particular, Vargas et al. reportan un contenido de CO₂ de 0.28 % vol., mientras que en este trabajo se obtiene una remoción casi completa (0.0000184 % vol.). De manera opuesta, el contenido de agua es considerablemente mayor en esta simulación (485738 mg/m³) frente a lo reportado por Vargas (49189.8 mg/m³).

Tabla 3.

Comparación de los resultados de la simulación con el caso base de la literatura.

	Vargas <i>et al.</i> (2023)	Este Trabajo
T, °F	85	88.14
P, psi	900	900
F, MMSCFD	11.51	11.23
CO ₂ , %vol.	0.28	0.0000184
H ₂ O, mg/m ³	49189.8	485738

Estas discrepancias se deben principalmente al paquete termodinámico empleado en cada simulación. El estudio de Vargas *et al.* (2023) se desarrolló en Aspen HYSYS utilizando el paquete Peng-Robinson, el cual no se encuentra disponible en la interfaz de DWSIM para procesos de absorción con aminas. En este trabajo se empleó el paquete termodinámico denominado “Aminas”, adecuado para este tipo de sistemas; sin embargo, las ecuaciones y fundamentos exactos que lo sustentan no son de conocimiento público, lo que limita la trazabilidad y la validación de los resultados.

Debido a estas diferencias en la base termodinámica, las predicciones de solubilidad del CO₂ y del contenido de agua en el gas tratado no son directamente comparables. En consecuencia, no es posible confirmar si la simulación realizada en DWSIM reproduce adecuadamente el comportamiento reportado por Vargas *et al.*, ya que ambas herramientas utilizan modelos termodinámicos distintos que afectan significativamente los resultados.

5.2.1. Perfil de temperatura en la torre de absorción.

La figura 5 presenta el perfil de temperatura obtenido a diferentes concentraciones de CO₂ en el gas de entrada, a medida que el gas entra por la parte inferior y asciende a través de la torre,

ocurre una interacción química entre el CO₂ y la amina, lo que genera un aumento de temperatura debido a la naturaleza exotérmica de dicha reacción.

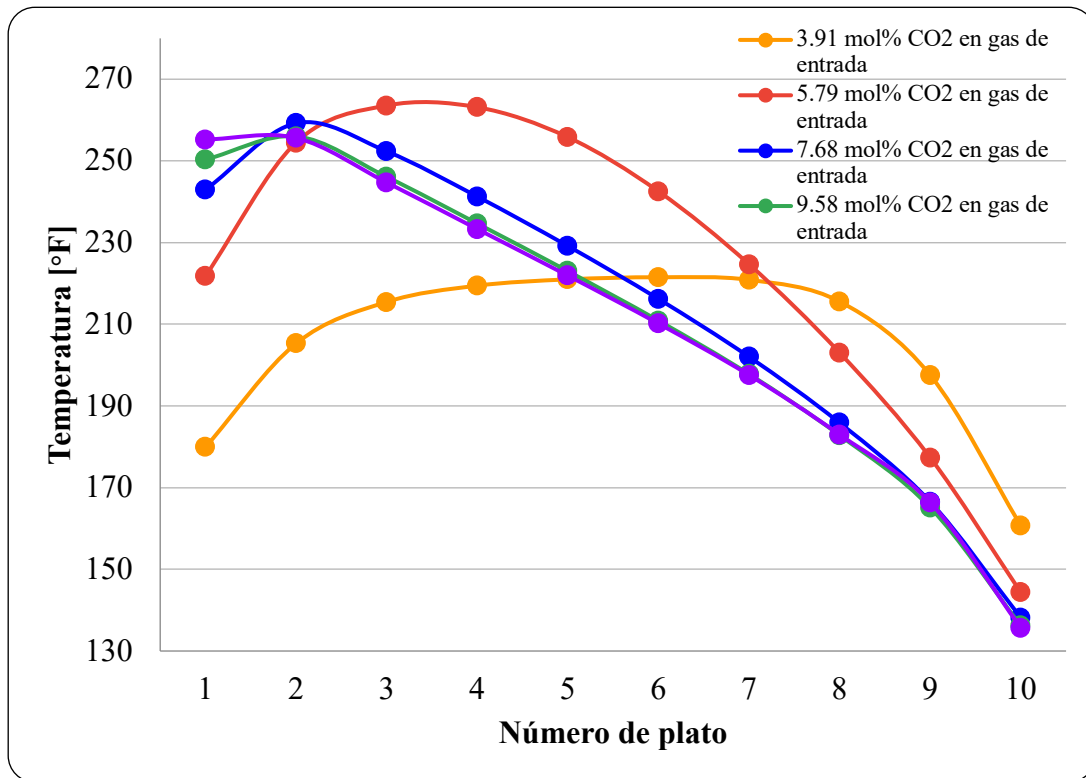
Este fenómeno se refleja claramente en el incremento térmico observado en los primeros platos de la torre. En particular, para concentraciones intermedias de CO₂, como 5.79 mol%, se alcanza un pico máximo cercano a los 265 °F. Sin embargo, en el caso base de 3.91 % de CO₂, la temperatura se mantiene elevada durante todo el proceso y alcanza su máximo entre los platos 6 y 7, un comportamiento que aparentemente se debe al paquete termodinámico empleado.

A medida que aumenta la concentración de CO₂ en la corriente de entrada, el perfil de temperatura también se modifica. Para concentraciones más altas, como 9.58 y 11.45 mol%, se observa que, aunque la reacción entre el CO₂ y la MEA continúa siendo significativa, el incremento de temperatura es menos pronunciado. Esto puede atribuirse a una posible saturación del solvente: parte del CO₂ no logra reaccionar de forma eficiente, lo que limita la generación de calor y produce perfiles térmicos más atenuados.

Independientemente de la concentración de entrada, todas las curvas muestran un descenso progresivo de la temperatura hacia los últimos platos. Esto indica que, conforme se avanza en la altura de la torre, la disponibilidad de CO₂ disminuye y, en consecuencia, la reacción pierde intensidad. Esta disminución térmica también puede explicarse por la transferencia de calor hacia el entorno y por el enfriamiento natural del sistema una vez que la mayor parte del gas ha sido tratada.

Figura 5.

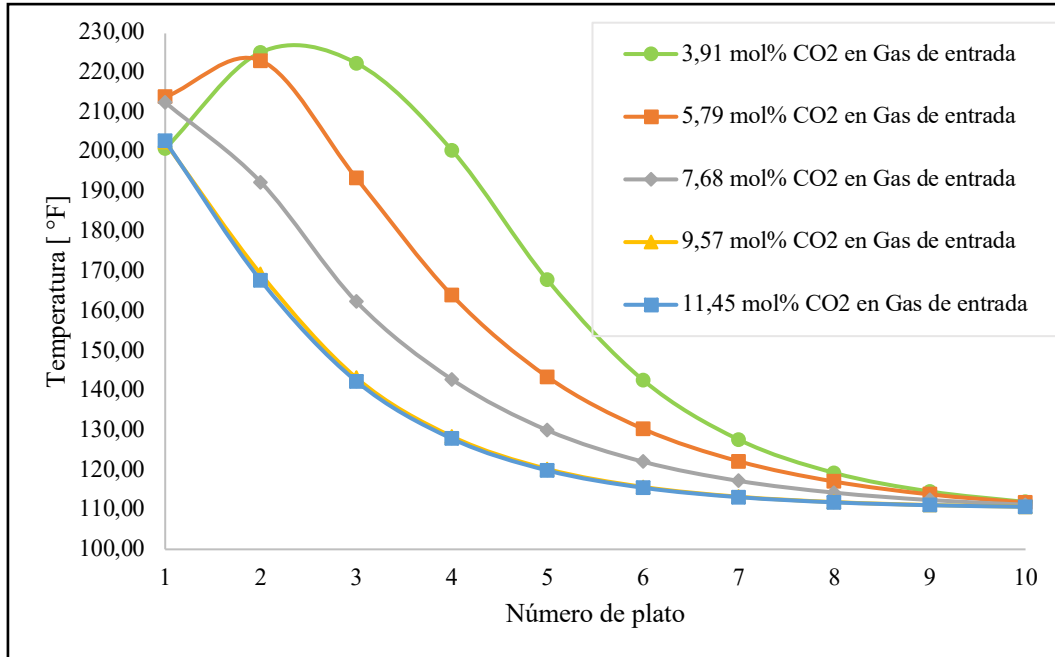
Perfil de temperatura en la torre de absorción con MEA para diferentes concentraciones de CO₂.



En comparación con los perfiles reportados por Vargas, que mostraron una disminución más suave y continua a lo largo de los platos, en este trabajo las curvas exhibieron picos más marcados y descensos más pronunciados, reflejando una mayor sensibilidad del modelo de DWSIM al incremento de la concentración de CO₂ en la corriente de entrada. No obstante, en ambos casos se conservó la misma tendencia general: un aumento de temperatura en los primeros platos debido a la reacción exotérmica entre el CO₂ y la amina, seguido de un enfriamiento progresivo conforme se redujo la disponibilidad de gas ácido a lo largo de la torre.

Figura 6.

Perfil de temperatura en la torre de absorción con MEA para diferentes concentraciones de CO₂.



Nota: Tomado de Vargas et al. (2023)

5.3. Análisis de sensibilidad.

Se realizó un análisis de sensibilidad tomando como referencia el caso base con una concentración de 3.91% de CO₂ en el gas de entrada. En este análisis, la fracción molar de MEA (monoetanolamina) se evaluó en un rango de 0 a 0.25, con el fin de determinar su efecto sobre la fracción molar de CO₂ en el gas dulce de salida.

La gráfica obtenida muestra una tendencia marcadamente decreciente, lo que indica que, a mayor concentración de MEA, mayor es la eficiencia en la remoción de CO₂. Para fracciones molares de MEA superiores a 0.1, se observa una disminución progresiva de CO₂ en el gas tratado, lo que evidencia una mejora significativa en el proceso de absorción. Al alcanzar una fracción

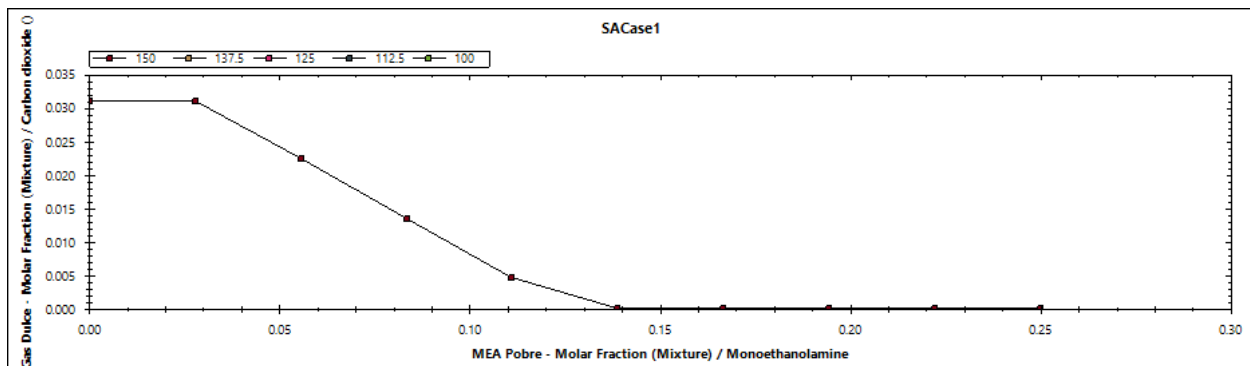
molar cercana a 0.12, la concentración de CO₂ en el gas dulce tiende a valores mínimos y se mantiene prácticamente constante al continuar incrementando la cantidad de solvente.

Este comportamiento permite identificar que alrededor de 0.12 de fracción molar de MEA se encuentra un punto de operación evaluado, en el cual se obtiene una remoción aceptable sin necesidad de aumentar de forma considerable el consumo de solvente, evitando así un gasto adicional que no aportaría mejoras significativas al proceso.

En cuanto a la temperatura del solvente en la corriente de entrada, la cual se varió entre 100 y 150 °F, no se observaron cambios relevantes en la remoción de CO₂ dentro de este rango. Este comportamiento puede estar asociado al paquete termodinámico empleado en la simulación, el cual posiblemente no refleja con suficiente sensibilidad la influencia de la temperatura en el equilibrio de absorción. Esto difiere de lo reportado en la literatura, donde la absorción de CO₂ con aminas se describe como un proceso exotérmico; por lo tanto, temperaturas más elevadas suelen disminuir la capacidad de captura (Rochelle, 2009). Lo anterior sugiere que las tendencias observadas pueden estar condicionadas por las limitaciones del modelo termodinámico empleado.

Figura 7.

Análisis de sensibilidad Fracción Molar MEA y temperatura vs fracción molar CO₂.



Se evaluó el comportamiento de la fracción molar de CO₂ en el gas dulce de salida en función de la fracción molar de MEA y de la concentración de CO₂ en el gas agrio de entrada, considerando los cinco casos analizados. Los resultados muestran que, a medida que aumenta la concentración de CO₂ en la corriente de alimentación, se requiere una mayor fracción molar de MEA para mantener la eficiencia de absorción, observándose además una disminución progresiva en la remoción del CO₂. Este comportamiento puede explicarse porque, al incrementarse la carga de CO₂ en el solvente, se reduce la solubilidad y el flujo de CO₂ hacia la fase líquida, disminuyendo así la eficiencia de captura. Adicionalmente, cuando la solución se acerca a su límite de saturación, pueden formarse sales de MEA, lo que reduce aún más la eficiencia de remoción y afecta las condiciones operativas del absorbedor. En consecuencia, aunque un mayor contenido de MEA mejora la absorción, la eficiencia no aumenta proporcionalmente a la concentración de CO₂ en la corriente de entrada, lo que refleja la influencia tanto del equilibrio químico como de las limitaciones físicas del sistema (Ghasem et al., 2023).

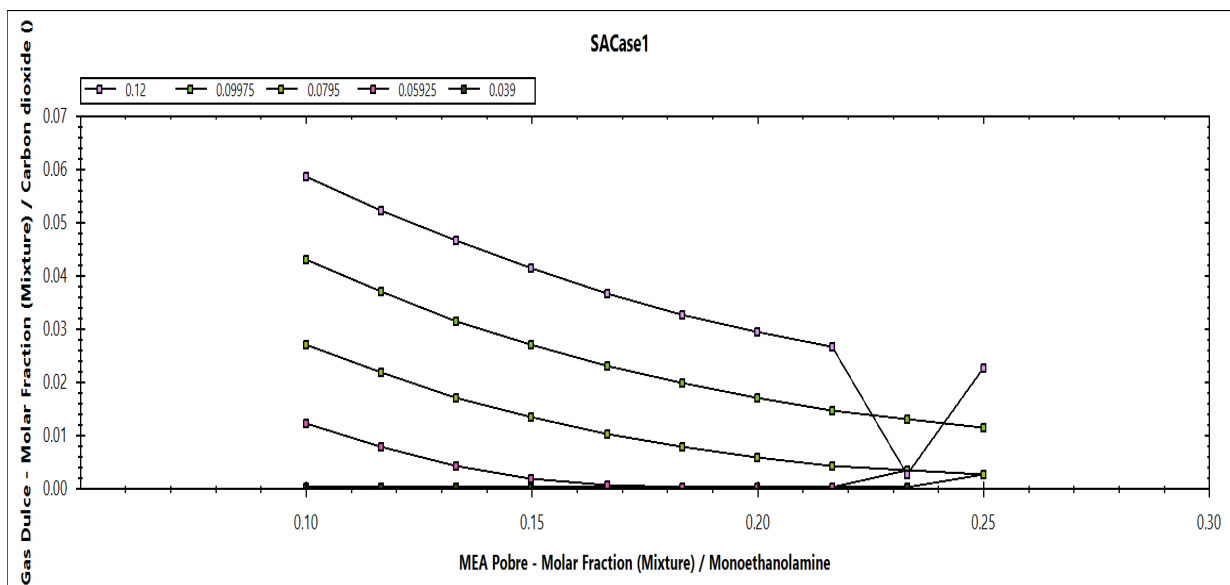
La figura 8 muestra la fracción molar de CO₂ en el gas dulce en función de la fracción molar de MEA, para distintas concentraciones de CO₂ en el gas agrio de entrada (3.9 %, 5.9 %, 7.95 %, 9.975 % y 12 %). Se observa una tendencia general decreciente: a mayor concentración de MEA, menor es la fracción molar de CO₂ en el gas tratado, lo que confirma el efecto positivo del incremento de solvente en la eficiencia de absorción.

No obstante, durante el análisis de sensibilidad se presentaron inconsistencias en los casos de 3.9 %, 5.9 % y 12 % de CO₂ en el gas agrio, donde para fracciones molares de MEA superiores a 0.20 la gráfica mostró desviaciones que no corresponden con la tendencia esperada. Estas anomalías se atribuyen a la complejidad del sistema y a las limitaciones del paquete termodinámico

empleado, que en su versión académica no está completamente optimizado para solventes amínicos. Adicionalmente, el uso de la licencia profesional bajo modalidad de pago por horas restringió la posibilidad de realizar simulaciones adicionales de validación.

Figura 8.

Análisis de sensibilidad Fracción Molar MEA y fracción de CO₂ en el gas agrio vs fracción molar CO₂ removida.

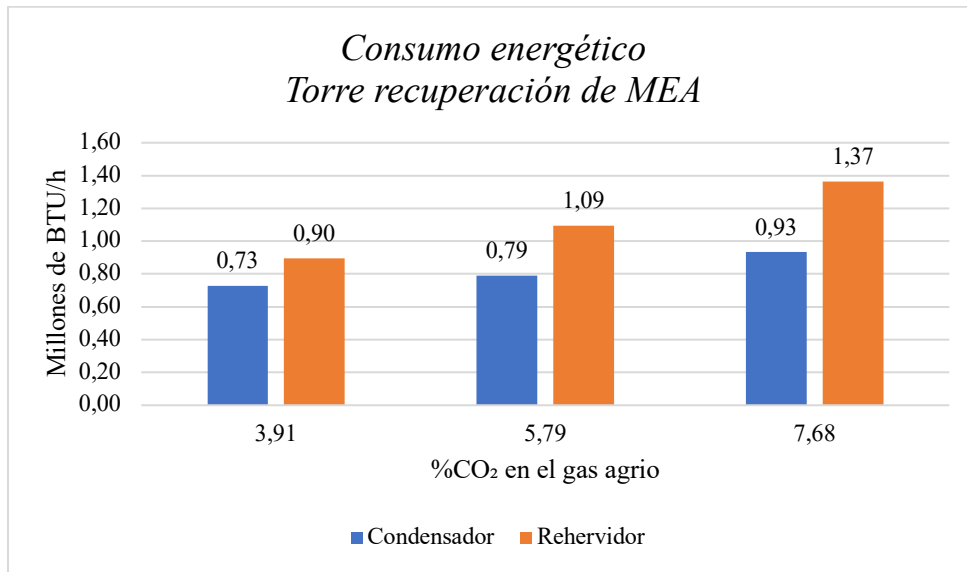


5.4. Consumo energético

La figura 9 evidencia la relación directa entre el contenido de CO₂ en el gas agrio y el consumo energético de la torre de recuperación de MEA. A medida que aumenta la concentración de CO₂, el rehervidor y el condensador demandan más energía debido al incremento de la carga de gas ácido tratada. El rehervidor es el componente con mayor consumo energético, al ser responsable de la regeneración térmica de la amina, mientras que el condensador presenta un consumo ligeramente inferior, asociado a la condensación del vapor generado en el proceso.

Figura 9.

Consumo energético torre de recuperación de MEA



Respondiendo a la pregunta de investigación, la efectividad del simulador DWSIM frente a Aspen HYSYS en el proceso de endulzamiento de CO₂ se evidencia en su capacidad de reproducir resultados dentro de rangos aceptables, aunque con limitaciones en estabilidad y en los modelos termodinámicos. No obstante, a diferencia de HYSYS, DWSIM es una herramienta de código abierto que inicialmente representaba una opción de bajo costo, especialmente atractiva para pequeñas y medianas empresas en Colombia. Sin embargo, el hecho de que el paquete termodinámico de aminas solo esté disponible en la versión Pro, con un esquema de licenciamiento costoso, reduce considerablemente esa ventaja. En consecuencia, aunque DWSIM sigue siendo útil en ámbitos académicos y para simulaciones preliminares, su viabilidad industrial frente a HYSYS se ve limitada por los requerimientos de licenciamiento cuando se aborda el modelado de procesos con solventes amínicos.

6. Conclusiones

El caso base permitió comprender el comportamiento general del proceso de endulzamiento de gas natural con MEA; sin embargo, los resultados obtenidos en DWSIM presentaron inconsistencias importantes que limitaron su confiabilidad. Aunque la simulación mostró tendencias cualitativas esperadas, como la disminución de CO₂ entre el gas agrio y el gas dulce y la diferencia entre las corrientes rica y pobre, la presencia de valores anómalos especialmente el elevado contenido de agua y las temperaturas atípicas a lo largo de la torre evidenció limitaciones del modelo termodinámico empleado. Estos comportamientos sugieren que el simulador no logró reproducir adecuadamente los fenómenos propios del sistema de absorción con MEA.

El análisis de sensibilidad realizado a partir del caso base (3.91 % de CO₂) permitió observar la relación entre la fracción molar de MEA y la eficiencia de remoción de CO₂. Se identificó que alrededor de una fracción molar de 0.12 se logra una remoción aceptable sin incrementar de manera significativa el consumo de solvente. No obstante, dado que el comportamiento general de la simulación estuvo afectado por limitaciones termodinámicas, los resultados deben interpretarse únicamente como tendencias cualitativas y no como valores representativos del proceso real.

La comparación entre DWSIM y Aspen HYSYS mostró que no es posible realizar una evaluación objetiva entre ambos simuladores. Las diferencias en los paquetes termodinámicos disponibles generaron discrepancias significativas en la predicción del contenido de CO₂, agua y perfiles térmicos. Debido a estas variaciones, los resultados producidos por DWSIM no pueden

considerarse confiables para procesos complejos de absorción con aminas ni para ser comparados con los obtenidos mediante Aspen HYSYS.

A pesar de estas limitaciones, se reconoce que DWSIM es una herramienta valiosa en el ámbito académico y en la industria para el análisis de procesos menos complejos o para la enseñanza de fundamentos de simulación de procesos. Su carácter de software libre lo convierte en una alternativa accesible para la formación, la exploración inicial y para PYMES que necesiten evaluar procesos sin incurrir en los altos costos de simuladores comerciales. Sin embargo, a partir del caso estudiado en este trabajo, se evidenció que, bajo las mismas condiciones, las diferencias en los paquetes termodinámicos generan variaciones significativas frente a Aspen HYSYS. Por ello, para sistemas altamente sensibles al modelo termodinámico, como el endulzamiento de gas con aminas, es necesario recurrir a simuladores más robustos y con modelos rigurosamente validados, como Aspen HYSYS.

En conjunto, los resultados de este estudio destacan la necesidad de fortalecer y ampliar los modelos termodinámicos disponibles en plataformas de código abierto. Mejorar la precisión de estos modelos permitiría avanzar hacia simulaciones más confiables y comparables, facilitando su adopción en la industria del gas natural y en proyectos de investigación relacionados con tecnologías de captura de CO₂.

7. Recomendaciones

Se recomienda que futuros trabajos complementen las simulaciones con datos experimentales o información de planta, de modo que se pueda validar la precisión de los modelos empleados en DWSIM y Aspen HYSYS. De esta manera, los resultados obtenidos tendrían un mayor respaldo y aplicabilidad en escenarios industriales.

En el caso de DWSIM, se sugiere fortalecer sus modelos termodinámicos y optimizar los tiempos de cómputo, ya que durante este trabajo se evidenciaron limitaciones en el tratamiento de sistemas con aminas y en la ejecución de análisis complejos.

Adicionalmente, se aconseja que futuras investigaciones planifiquen de forma anticipada la disponibilidad y licenciamiento de los programas de simulación a utilizar. La experiencia en este trabajo mostró que los cambios en las modalidades de acceso de DWSIM generaron limitaciones en el alcance del análisis, por lo cual resulta clave considerar este factor desde el inicio para evitar interrupciones o retrasos en el desarrollo de la investigación.

Finalmente, se recomienda ampliar el análisis de sensibilidad considerando variables adicionales como la presión de operación y la relación gas-líquido, que pueden influir significativamente en la eficiencia del proceso y aportar una visión más completa para la optimización del diseño y la operación de plantas de endulzamiento de gas natural.

Referencias bibliográficas

- Barroso, L., Tobío-Pérez, A., Cardero, A., & Piloto-Rodríguez, R. (2022). Simulación mediante DWSim de la producción de biodiesel y gasificación de biomasa de *Jatropha curcas*. [http://file:///D:/Datos%20Usuario/Downloads/413410-Article%20Text-607620-1-10-20230329%20\(1\).pdf](http://file:///D:/Datos%20Usuario/Downloads/413410-Article%20Text-607620-1-10-20230329%20(1).pdf)
- Bolaños, O. (2014). Importancia de la simulación en la mejora de procesos. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Chantasiriwan, S. (2023). Simulation and optimization of vapor absorption refrigeration system using DWSIM. *Chemical Engineering Transactions*, 100, 613–618. <https://doi.org/10.3303/CET23100103>
- Cortés Carrillo, J. F., & Mayorga Barrera, T. Y. (2018). Diseño de una metodología del análisis del ciclo de vida de los pozos para campos Pareto de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena [Trabajo de grado, Fundación Universidad de América]. Fundación Universidad de América.
- DNP. (2022). Objetivos de desarrollo sostenible. Obtenido de Acción por el clima: <https://ods.dnp.gov.co/es/objetivos/accion-por-el-clima>
- Díaz Molina, J. M., Morales Toscano, A. C., Fernández Rojas, M., Briceño-Gamba, N., Villalba Rey, D., & Sánchez, M. del R. (2019). Determinación y análisis estadístico de la composición de los gases producidos en un piloto de recobro mejorado. *Revista ION*, 32(1), 63–73. <https://doi.org/10.18273/revion.v32n1-2019006>

- Erdmann, E., Ruiz, L. A., Martínez, J., & Gutiérrez, J. P. (2012). Endulzamiento de gas natural con aminas: Simulación del proceso y análisis de sensibilidad paramétrico. *Avances en Ciencias e Ingeniería*, 3(4), 14–20.
- Fernandez, E. (2021). DWSIM: Simulador de reacciones químicas. Neoteo. <https://www.neoteo.com/dwsim-simulador-de-reacciones-quimicas/>
- Ghasem, N. (2023). Efficient CO₂ absorption through wet and falling film membrane contactors: Insights from modeling and simulation. *Scientific Reports*, 13(1), 10994. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-38249-9>
- Holguín Galvis, L. A. (2023). Evaluación del desempeño de diferentes aminas en plantas de endulzamiento de gas natural para incrementar la capacidad de tratamiento de gas [Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander]. Universidad Industrial de Santander.
- IQR Ingeniería Química. (2021, julio). Qué es Aspen HYSYS. <https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2021/07/que-es-aspen-hysys.html>
- IQR Ingeniería Química. (2022, febrero). DWSIM: Simulador de procesos químicos open source. <https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2022/02/DWSIM-simulador-procesos-quimicos-open-source.html>
- Kent, R. L., & Eisenberg, B. (1976). Better data for amine treating. *Hydrocarbon Processing*, 55(2), 87–90.
- Londoño, C., & Villegas, S. (2015). Evaluación del efecto de diferentes formulaciones de aminas sobre el desempeño de una planta de endulzamiento. Bucaramanga.

- Macías Hernández, J. J. (2015, 4 de mayo). La simulación de procesos en la industria química: ¿espectador o protagonista del cambio? *Industria Química*.
<https://www.industriaquimica.es/articulos/20150504/simulacion-procesos-industria-quimica-espectador-protagonista-cambio>
- Martinez, M. (2013). *Endulzamiento del gas natural*. Maracaibo: Ingenieros Consultores SRL.
- Medeiros, D. (2023). Performance of DWSIM. data.ai. https://www.data.ai/es/apps/google-play/app/com.danielmedeiros.dwsim_simulator/
- Mihăilă, E. G., Popa, D. G., Slavu, N., & Dincă, C. F. (2022). Novel technology for CO₂ capture using green solvents. *Proceedings of the IEEE Conference on Power Engineering, IEEE Xplore*. <https://ieeexplore.ieee.org/>
- Ministerio de Educación Nacional, & PNUD. (2020). *Químico Farmacéutico*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Plan integral de gestión del cambio climático del sector minero energético 2050*.
- Mitra, S. (2015). A Technical Report on Gas Sweetening by Amines. *Sr. Process Engineer Petrofac Engineering, June*, 1–58. <http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.1.2061.9360>
- Pino, F. (2011). *Endulzamiento de gas natural*. Maturín, Venezuela: [Consulta: 10 mayo 2021].
<https://carteleraelectronica.files.wordpress.com/2011/12/endulzamiento-de-gas-natural.pdf>
- Poe, W. A., & Mokhatab, S. (2017). *Modeling, Control, and Optimization of Natural Gas Processing Plants*. Gulf Professional Publishing. Elsevier Inc.

- Rochelle, G. T. (2009). Amine scrubbing for CO₂ capture. *Science*, 325(5948), 1652–1654.
<https://doi.org/10.1126/science.1176731>
- Silva Mejía, E. E. (2021). Simulación del proceso de endulzamiento de gas natural con dos aminas mediante DWSIM [Trabajo de titulación, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo]. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Sáchica, J. (2012). Estudio de prefactibilidad para la recolección de gas de anulares de los pozos de los activos Lisama, Provincia y Llanito de ECOPETROL S.A. [Especialización en evaluación y gerencia de proyectos, Universidad Industrial de Santander].
<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2012/145251.pdf>
- Tiwari, S. C., Agarwal, M., Pant, K. K., & Upadhyayula, S. (2023). A comparative study of polyamine and piperazine as promoter for CO₂ absorption performance in aqueous methyldiethanolamine blend system: 430 MW power plant data simulation and economic assessment. *Sustainable Chemistry for the Environment*, 4, 100054.
<https://doi.org/10.1016/j.scenv.2023.100054>
- Tixi, H., & Barahona, N. (2019). Simulación del proceso de endulzamiento de gas natural usando solución acuosa de monoetanolamina. *Revista de la Facultad de Ciencias, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo*, 2(22), 56–63.
- UPME. (2018). Upme 2018 Unión Temporal Prospección Escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales. 11, 1–122.
- UPME. (2023). Plan de abastecimiento de gas natural 2023–2038.

- Vargas-Reyes, L., González-Martínez, A., & Morales-Medina, G. (2023). Variaciones en la concentración de CO₂ 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>
- Xu, Q., Li, X., Yu, J., Wang, S., Luo, K., & Fan, J. (2024). Optimization of parameters and thermodynamics of gasification process for enhanced CO₂ capture in an IGCC system. *Energy*, 304, 131853. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131853>

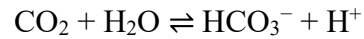
Apéndices

Apéndice A. Información del paquete termodinámico

El modelo de “aminas” considera el balance de materia y equilibrio químico con ecuaciones simplificadas como:

- **Reacciones en fase líquida**

Ecuación 1



Donde:

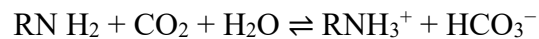
CO_2 → Dióxido de carbono disuelto en agua.

H_2O → Agua líquida.

HCO_3^- → Ion bicarbonato, una forma soluble de CO_2 en solución.

H^+ → Protón libre, responsable de la acidez en la solución.

Ecuación 2



Donde:

RNH_2 → Amina primaria o secundaria (ejemplo: monoetanolamina, MEA).

CO_2 → Dióxido de carbono disuelto.

H_2O → Agua líquida.

RNH_3^+ → Ion amonio protonado (la amina ha capturado un protón).

HCO_3^- → Ion bicarbonato, resultado de la reacción.

Figura A1

Información del paquete de propiedades para caso base

Property Package Information	
Amines	
Kent-Eisenberg Model for Carbon Capture with Amines	
Default Property Methods	
Vapor Phase Properties	
Fugacity	Peng-Robinson 1978 EOS
Enthalpy/Entropy/Cp	Peng-Robinson 1978 EOS
Density	Peng-Robinson 1978 EOS (+VT)
Viscosity	Experimental / Lucas / Jossi-Stiel-Thodos
Thermal Conductivity	Experimental / Ely-Hanley
Liquid Phase Properties	
Fugacity	Modified Kent-Eisenberg / Modified UNIFAC (NIST)
Enthalpy/Entropy/Cp	Peng-Robinson 1978 EOS
Density	Peng-Robinson 1978 EOS (+VT) / Experimental / Rackett / COSTALD
Viscosity	Experimental / Letsou-Stiel
Thermal Conductivity	Experimental / Latini
Surface Tension	Experimental / Brock-Bird
Solid Phase Properties	
Density	Experimental Data / User-Defined
Enthalpy/Entropy/Cp	Experimental Solid Cp / From Liquid Phase Enthalpy + Enthalpy of Fusion

Nota: Tomado de la interfaz de DWSIM

Apéndice B. Información característica de la cuenca del Valle medio del Magdalena y composición del gas asociado.

Tabla B1

Cromatografía característica del gas de los campos Bonanza y Lisama.

COMPONENTE	CAMPO	
	BONANZA	LISAMA
C ₁	84.098	75.264
C ₂	7.205	10.375
C ₃	3.367	6.826
iC ₄	0.718	1.370
nC ₄	0.866	0.905
iC ₅	0.457	0.992
nC ₅	0.114	1.105
C ₆₊	0.012	2.404
O ₂	0.000	0.014
N ₂	0.201	0.733
CO ₂	2.962	0.012
H ₂ S	0.000	0.000
G ESPECIFICA	0.68729	0.80918
BTU Neto Ideal	1023.2972	1262.2770

Nota. Tomado de Sáchica (2012). Departamento de Ingeniería de producción y confiabilidad de mares. Ecopetrol S.A. Campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Tabla B2*Condiciones y composición del gas asociado*

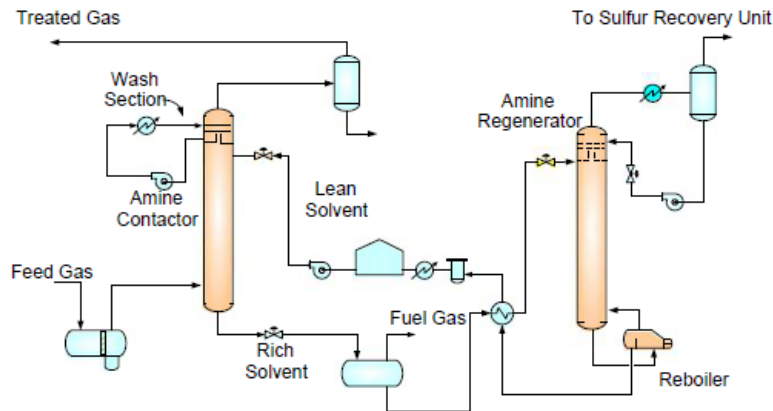
Flujo, MMSCFD	11.8
Temperatura, °F	99.8
Presión, psi	500
Poder calorífico, MJ/m³	41.0
Cricodentherm, °F	114.0
Metano, %mol	77.06
Etano, %mol	7.20
Propano, %mol	4.87
n-butano, %mol	1.78
i-butano, %mol	1.59
n-Pentano, %mol	0.41
i-Pentano, %mol	0.57
Neopentano, %mol	0.03
n-Hexano, %mol	0.50
n-Heptano, %mol	0.12
n-Nonano, %mol	0.04
n-Decano, %mol	0.01
H₂O, %mol	0.01
Oxígeno, %mol	0.21
Nitrógeno, %mol	0.03
CO₂, %mol	1.66
n-Nonano, %mol	3.91

Nota: Tomado de Camacho (2021)

Apéndice C. Condiciones de operación de los equipos y diseño empírico del proceso.

Figura C1.

Diagrama de flujo típico de una unidad de tratamiento con aminas.



Nota. Tomado de Poe & Mokhatab (2017)

La destilación se realizó en una columna de 18 platos, cuyo propósito fue la recuperación del MEA. Inicialmente, se utilizó un modelo de tipo shortcut en DWSIM para determinar el número mínimo de etapas teóricas.

Figura C2.

Resultados obtenidos en el shortcut para la configuración de la torre de destilación.

Results		
Propiedad	Valor	Unidades
Relación de reflujo mínima	5,45468	
Número mínimo de etapas	11,4171	
Número real de etapas	17,6251	
Etapas de alimentación óptima	5,80107	
Líquido de extracción	1,82367	MMSCFD
Rectificar líquido	0,688657	MMSCFD
Extracción de vapor	0,872253	MMSCFD
Rectificar vapor	0,765175	MMSCFD
Servicio del condensador	729241	BTU/h
Deber de recalentador	896084	BTU/h

La absorción se realizó en una torre de MEA de 10 etapas teóricas, con una altura estimada de 236.22 pulgadas y un diámetro de 27.58 pulgadas. El sistema operó a una presión uniforme de 814.7 psi a lo largo de la columna.

Tabla C1.

Configuración de la torre de absorción.

Equipo	Parámetro	Valor	Unidad
ABS-1	Número de etapas	10	—
ABS-1	Altura estimada	236.221	in
ABS-1	Diámetro estimado	27.581	in
ABS-1	Número de etapas	10	—
ABS-1	Presión de la etapa superior	814.7	psi
ABS-1	Presión de la etapa inferior	814.7	psi

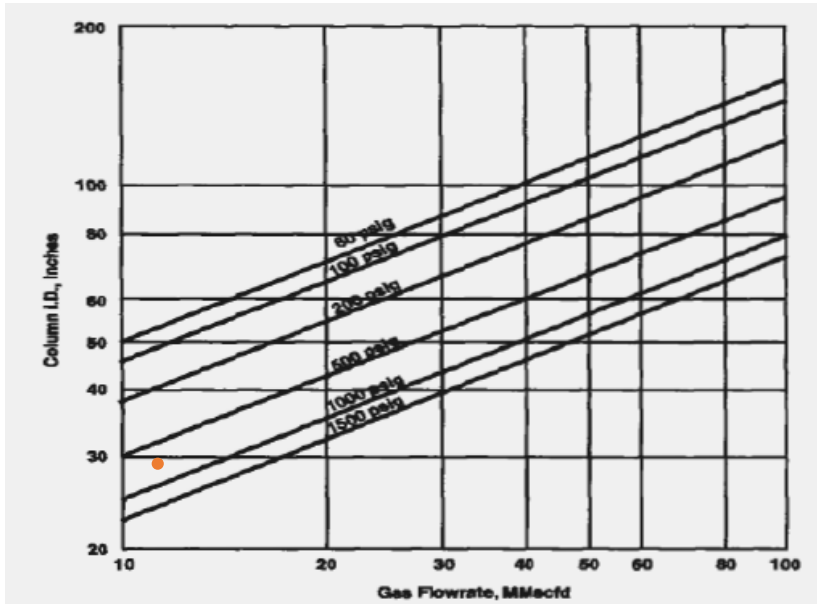
Tabla C2.

Condiciones de operación torre de absorción con aminas en la etapa de endulzamiento.

Columna ABS-1	Condiciones de operación	
	Entrada	Salida
Flujo molar del gas [MMSCFD]	11.98	11.58
Temperatura del gas [°F]	110.0	179
Vapor / Phase Fraction	1	1
Flujo molar del solvente [MMSCFD]	3.606	3.997
Temperatura del solvente [°F]	120.0	160
Vapor / Phase Fraction	0.0	0.0
Numero de platos	10	
Diámetro [ft]	2.298	

Figura C2.

Carta de selección del diámetro de la columna de absorción con aminas.



Nota. Tomado de Mitra (2015). El punto naranja es la coordenada del diámetro de la torre de absorción con aminas (28 [in] o 2.3 [ft])