



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

CENTRO MEXICANO PARA LA PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA

PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN PRODUCCIÓN MAS LIMPIA

TESIS

“DESARROLLO DE UN SISTEMA DE PURIFICACIÓN DE BIOGÁS PARA LA OBTENCIÓN DE BIOMETANO”

**QUE PARA OBTENER EN GRADO DE:
MAESTRA EN INGENIERÍA EN PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA**

PRESENTA:

ING. CLARA ISABEL SANDOVAL CAMARILLO

DIRECTORES:

**DR. RAÚL HERNÁNDEZ ALTAMIRANO
DR. FIDEL ALEJANDRO AGUILAR AGUILAR**





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REGISTRO DE TEMA DE TESIS Y DESIGNACIÓN DE DIRECTOR DE TESIS

Ciudad de México, a de del

El Colegio de Profesores de Posgrado del en su Sesión
(Unidad Académica)

No. celebrada el día del mes de del , conoció la solicitud presentada por el (la) alumno (a):

Apellido Paterno:	Sandoval	Apellido Materno:	Camarillo	Nombre (s):	Clara Isabel
-------------------	----------	-------------------	-----------	-------------	--------------

Número de registro:

del Programa Académico de Posgrado:

Referente al registro de su tema de tesis; acordando lo siguiente:

1.- Se designa al aspirante el tema de tesis titulado:

Objetivo general del trabajo de tesis:

2.- Se designa como Directores de Tesis a los profesores:

Director: 2° Director:
No aplica:

3.- El Trabajo de investigación base para el desarrollo de la tesis será elaborado por el alumno en:

que cuenta con los recursos e infraestructura necesarios.

4.- El interesado deberá asistir a los seminarios desarrollados en el área de adscripción del trabajo desde la fecha en que se suscribe la presente, hasta la aprobación de la versión completa de la tesis por parte de la Comisión Revisora correspondiente.

Director(a) de Tesis

Dr. Raúl Hernández Altamirano

Aspirante

Clara Isabel Sandoval Camarillo

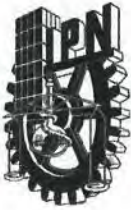
2° Director de Tesis (en curso)

Dr. Fidel Alejandro Aguilar Aguilar

Presidente del Colegio

Dr. Raúl Hernández Altamirano





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

SIP-14
REP 2017

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de siendo las horas del día del mes de del se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores del Posgrado del: para examinar la tesis titulada:

"Desarrollo de un sistema de purificación de biogás para la obtención de biometano".

Apellido Paterno:	Sandoval	Apellido Materno:	Camarillo	Nombre (s):	Clara Isabel
-------------------	----------	-------------------	-----------	-------------	--------------

Número de registro:

Alumna del Programa Académico de Posgrado:

Una vez que se realizó un análisis de similitud de texto, utilizando el software antiplagio, se encontró que el trabajo de tesis tiene 1% de similitud. **Se adjunta reporte de software utilizado.**

Después que esta Comisión revisó exhaustivamente el contenido, estructura, intención y ubicación de los textos de la tesis identificados como coincidentes con otros documentos, concluyó que en el presente trabajo SI NO SE CONSTITUYE UN POSIBLE PLAGIO.

JUSTIFICACIÓN DE LA CONCLUSIÓN:

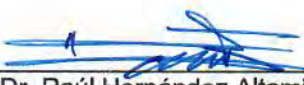
El trabajo se realizó en tiempo y forma.


****Es responsabilidad del alumno como autor de la tesis la verificación antiplagio, y del Director o Directores de tesis el análisis del % de similitud para establecer el riesgo o la existencia de un posible plagio.**


Finalmente, y posterior a la lectura, revisión individual, así como el análisis e intercambio de opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR** **SUSPENDER** **NO APROBAR** la tesis por **UNANIMIDAD** o **MAYORÍA** en virtud de los motivos siguientes:

La tesis cumple con los requerimientos señalados por la normativa vigente institucional.

COMISIÓN REVISORA DE TESIS



Dr. Raúl Hernández Altamirano
Director de Tesis

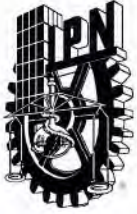

Dr. Fidel Alejandro Aguilar Aguilar
2° Director de Tesis


Dra. Violeta Yasmin Mena
Cervantes


Dr. Gabriel Pineda Flores


Dra. Sandra Soledad Morales García


Dr. Raúl Hernández Altamirano
PRESIDENTE DEL COLEGIO DE
PROFESORES



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA DE AUTORIZACIÓN DE USO DE OBRA PARA DIFUSIÓN

En la Ciudad de México el día 15 del mes de enero del año 2026, la que suscribe Ing. Clara Isabel Sandoval Camarillo alumna del programa Maestría en Ingeniería en Producción más Limpia con número de registro A240705, adscrita al Centro Mexicano para la Producción más Limpia manifiesta que es autora intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección de Dr. Raúl Hernández Altamirano y el Dr. Fidel Alejandro Aguilar Aguilar y cede los derechos del trabajo intitulado "Desarrollo de un sistema de purificación de biogás para la obtención de biometano", al Instituto Politécnico Nacional, para su difusión con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expresado del autor y/o director(es). Este puede ser obtenido escribiendo a las siguiente(s) dirección(es) de correo: claris.sandcam26@gmail.com, rahernandez@ipn.mx, faguilara@ipn.mx . Si el permiso se otorga, al usuario deberá dar agradecimiento correspondiente y citar la fuente de este.

Clara Isabel Sandoval Camarillo

Dedicatoria

A mis padres, Cristina Camarillo Casiano y Jesús Sandoval Cerda; y a mi hermano Christian, por ser el respaldo constante que me permite avanzar con confianza en cada etapa de mi vida. Su amor incondicional ha sido la fuerza silenciosa que me impulsa cada día.

Agradecimientos

Al Instituto Politécnico Nacional (IPN), mi más sincero agradecimiento por brindarme la oportunidad de formarme como profesional y por su compromiso constante con la excelencia académica. La educación recibida en esta institución ha sido fundamental para mi desarrollo académico y personal.

De igual manera, reconozco al Centro Mexicano para la Producción más Limpia (CMP+L) del IPN, espacio en el que pude consolidar mis conocimientos y enriquecer mis habilidades profesionales y personales.

Agradezco al Laboratorio Nacional de Desarrollo y Aseguramiento de la Calidad en Biocombustibles y a todos sus colaboradores, por haber sido el entorno en el que se gestó y desarrolló este proyecto. La infraestructura, el apoyo técnico y el ambiente de trabajo brindados fueron elementos clave para la realización de la presente investigación.

También se reconoce el apoyo experimental del Centro de Nanociencias y Micro y Nano Tecnologías (CNMN-IPN) en la realización de las pruebas EDS y SEM presentados en este trabajo.

Expreso un agradecimiento especial a mis directores de tesis, el Dr. Raúl Hernández Altamirano y el Dr. Fidel Alejandro Aguilar Aguilar, quienes fungieron como guías constantes durante el desarrollo de este trabajo. Su acompañamiento, experiencia y disposición fueron determinantes para la correcta ejecución y culminación del proyecto.

Asimismo, extiendo mi reconocimiento a cada uno de mis profesores, ya que cada clase aportó conocimientos y experiencias que contribuyeron de manera significativa a mi formación integral. En particular, agradezco a la Dra. Violeta Y. Mena Cervantes, al Dr. Raúl Hernández Altamirano, al Dr. Ignacio Elizalde Martínez y al Dr. Gabriel Pineda Flores, por su esfuerzo cotidiano al transmitir con pasión y compromiso sus valiosos conocimientos.

Mi gratitud más profunda es para mi familia. A mis padres, Cristina y Jesús, por su apoyo incondicional y por haber formado a una persona que confía en sus capacidades y persevera en lo que se propone. A mi hermano, por ser el mejor compañero de vida. A mi abuelita Mercedes, por su disposición constante para acompañarme. A mi tía Angélica Sandoval, por

su apoyo y amor incondicional; a mis tíos Crescencio, Narciso, Bernardo y Leticia Camarillo; y a mis primos Irvin, César, Héctor y Jessica Camarillo, por enseñarme que la distancia y el tiempo no vencen el amor, y porque con su cariño fueron un refugio indispensable durante las etapas de mayor desgaste emocional y académico.

De manera especial, agradezco también a mis tíos Eugenio Camarillo y José Cerda, así como a mi abuelo Epifanio Sandoval, quienes con amor sembraron en mí una chispa de curiosidad e ingenio, la cual durante el desarrollo de este proyecto nunca paró de resplandecer.

A mis amigos, tanto a quienes han permanecido a mi lado desde antes de iniciar la maestría como a aquellos que llegaron durante este proceso y que hoy forman parte esencial de mi vida, gracias por su compañía, comprensión y apoyo constante, los cuales hicieron más llevadero este camino y aportaron equilibrio en los momentos de mayor exigencia.

Agradezco a mis compañeros de generación, Regina, Fernando, Gilberto, Diego y Xóchitl, con quienes compartí aprendizajes, retos y experiencias que marcaron profundamente esta etapa. El trabajo conjunto, el intercambio de ideas y el acompañamiento mutuo fortalecieron no solo este proceso académico, sino también los vínculos humanos construidos a lo largo del camino.

Me reconozco profundamente afortunada por contar con una red tan amplia de apoyo, acompañamiento y confianza. Cada una de las personas aquí mencionadas representa una presencia significativa, un gesto oportuno o una palabra de aliento en momentos clave. Este logro también les pertenece, y mi gratitud hacia cada uno de ustedes permanece más allá de estas páginas.

Resumen

El calentamiento global y los problemas climáticos se han intensificado en los últimos años debido a la elevada emisión de gases de efecto invernadero (GEI), entre los que destacan el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O). El CH_4 es un GEI prioritario debido a su potencial de calentamiento 28 veces superior que el CO_2 , el cual se genera principalmente por actividades antropogénicas como la gestión de residuos y el uso de combustibles fósiles.

La digestión anaerobia representa una alternativa para la valorización de residuos orgánicos y el aprovechamiento del biogás generado como fuente de energía. No obstante, el biogás crudo contiene impurezas como ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), las cuales limitan su aprovechamiento.

Este estudio se enfocó en desarrollar y evaluar un sistema de dos columnas empacadas en serie para la purificación de biogás utilizando óxido de hierro como adsorbente para la remoción de H_2S e hidróxido de calcio como adsorbente de CO_2 , con el fin de obtener biometano.

El desempeño del sistema se evaluó a flujos de 0.5, 1.0 y 2.0 $\text{L}\cdot\text{min}^{-1}$, alcanzando eficiencias de remoción superiores al 99% para ambos contaminantes e incrementando la fracción volumétrica de metano superior a 95% v/v. El mejor desempeño se obtuvo a 0.5 $\text{L}\cdot\text{min}^{-1}$, logrando capturar 35.8 NL de CO_2 por kilogramo de material.

El Análisis de Ciclo de Vida evidenció que el sistema propuesto reduce el impacto ambiental frente a tecnologías convencionales, alcanzando impactos evitados de hasta -0.73 Pt en la remoción de H_2S comparado con la remoción con carbón activado cuyo impacto ambiental se puntuó 1.18 Pt. El proceso de remoción de CO_2 también mostró impactos ambientales reducidos bajo condiciones de mejora propuestas.

El análisis económico arrojó costos inferiores a 3 $\text{USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$ de biometano. Estos resultados posicionan al sistema como una alternativa sostenible, alineado con los ODS 7, 11, 12 y 13.

Palabras clave: Purificación de biogás, biometano, adsorción de ácido sulfhídrico, remoción de dióxido de carbono, energía sustentable.

Abstract

Climate change and global warming have intensified in recent years due to increased emissions of greenhouse gases (GHGs), particularly carbon dioxide (CO₂), methane (CH₄), and nitrous oxide (N₂O). Methane is considered a priority GHG due to its global warming potential, which is 28 times higher than that of CO₂, and its significant generation from anthropogenic activities such as waste management and fossil fuel use. Anaerobic digestion represents an effective alternative for the valorization of organic residues and biogas production; however, raw biogas contains impurities such as hydrogen sulfide (H₂S) and CO₂ that limit its energetic use.

This study focused on the development and evaluation of a biogas upgrading system composed of two packed-bed columns arranged in series, using oxidized iron as an adsorbent for H₂S removal and calcium hydroxide as a CO₂ adsorbent, aiming to obtain biomethane. The system performance was evaluated at gas flow rates of 0.5, 1.0, and 2.0 L·min⁻¹.

Removal efficiencies higher than 99% were achieved for both contaminants, increasing the methane volumetric fraction to values above 95% v/v. The best performance was obtained at 0.5 L·min⁻¹, achieving a CO₂ capture capacity of 35.8 NL per kilogram of adsorbent material.

Life Cycle Assessment results demonstrated that the proposed system reduces environmental impacts compared to conventional technologies, achieving impact avoidance values of up to -0.73 Pt for H₂S removal when compared to activated carbon systems, which presented an environmental impact score of 1.18 Pt. CO₂ removal also showed reduced environmental impacts under the proposed upgrading conditions. The economic assessment indicated purification costs below 3 USD·GJ⁻¹ of biomethane.

These results position the proposed system as a low-cost and environmentally sustainable alternative for decentralized biogas upgrading, contributing to waste valorization, greenhouse gas mitigation, and alignment with Sustainable Development Goals 7, 11, 12, and 13.

Keywords: Biogas purification, biomethane, hydrogen sulfide removal, carbon dioxide removal, sustainable energy.

Contenido

Dedicatoria.....	i
Agradecimientos.....	ii
Resumen.....	iv
Abstract.....	v
Índice de tablas.....	viii
Índice de figuras.....	x
Introducción.....	1
Objetivo general	5
Objetivos específicos	5
Hipótesis	5
Capítulo 1. Marco teórico.	6
Matriz energética global	7
Matriz energética de México	8
Transición energética	9
Bioenergía en la transición energética	10
Biogás	10
Usos del biogás	12
Biometano	13
El biometano como fuente de energía renovable en México	14
Obtención del biometano	15
Remoción de Ácido Sulhídrico en el biogás	16
Tecnologías de remoción de ácido sulhídrico (H₂S) del biogás	17
Adsorción de H₂S con óxidos de hierro.	20
Remoción de dióxido de carbono en el biogás	22
Tecnologías de remoción de dióxido de carbono (CO₂) del biogás.	22
Adsorción de CO₂ con Hidróxido de Calcio	27
Normativas y estándares relacionados con la calidad del biometano	28
Capítulo 2. Estado del arte.	32
Panorama global y nacional de producción de biometano	33
Biodigestores en México	35
Generación eléctrica a partir de biogás en rellenos sanitarios en México	36
Generación de energía a partir de biogás en PTAR de México	37
Justificación del dimensionamiento del sistema de purificación	39
Estudios previos sobre obtención de biometano	40

Estado de la técnica.....	46
Retos y oportunidades del biogás y biometano	56
Capítulo 3. Metodología.....	60
Producción de biogás.....	61
Caracterización de los sustratos.....	61
Alimentación de los reactores.....	64
Cuantificación y almacenamiento de biogás.....	66
Caracterización del biogás.....	67
Obtención y tratamiento del material adsorbente de sulfuro de hidrógeno	68
Síntesis del material absorbente de dióxido de carbono	68
Caracterización de materiales.....	70
Diseño y construcción del sistema de prueba	71
Diseño y construcción del sistema de obtención de metano	73
Dimensionamiento estequiométrico de la etapa de remoción de H₂S	73
Dimensionamiento estequiométrico de la etapa de remoción de CO₂.....	74
Pruebas experimentales de adsorción.....	75
Análisis estadístico	78
Análisis de Ciclo de vida.....	79
Análisis económico.....	82
Capítulo 4. Resultados y discusión.....	86
Caracterización de sustratos empleados para la producción de biogás	87
Alimentación de los reactores.....	88
Producción de biogás	89
Caracterización del biogás.....	90
Diseño del sistema de purificación de biogás.....	90
Caracterización de materiales.....	91
Pruebas experimentales de adsorción.....	94
Análisis estadístico	108
Análisis de Ciclo de vida.....	111
Análisis económico.....	125
Análisis de viabilidad del sistema en diferentes escalas de producción de biogás ..	136
Conclusiones.....	140
Recomendaciones de trabajos futuros	142
Referencias bibliograficas	144

Índice de tablas

Tabla 1. Composición del biogás a partir de diferentes residuos. Fuente: Atelge et al. (2021).	11
Tabla 2. Propiedades del gas natural y biogás. (López Hernández et al., 2019).....	12
Tabla 3. Especificaciones del gas natural en gasoductos en México según la NOM-001-SECRE-2010.	29
Tabla 4. Límites internacionales de calidad de biometano.....	30
Tabla 5. Rellenos sanitarios con permisos otorgados por la CRE para la cogeneración y autoconsumo de electricidad generada del biogás. Elaboración propia con datos de Gutierrez (2018).	36
Tabla 6. Artículos publicados respecto a obtención de biometano.	41
Tabla 7. Patentes publicadas para remoción de H ₂ S del biogás.	48
Tabla 8. Productos comerciales de óxidos de hierro de endulzamiento de gas.....	50
Tabla 9. Patentes publicadas para mejoramiento de gas.	53
Tabla 10. Costos asociados a las etapas de producción de biometano y su aprovechamiento.	58
Tabla 11. Eventos térmicos observables en TGA.....	71
Tabla 12. Reacción estequiométrica del proceso de endulzamiento de biogás por adsorción con Fe ₂ O ₃	73
Tabla 13. Reacción estequiométrica del proceso de mejora de biogás. Remoción de CO ₂ con Ca(OH) ₂	74
Tabla 14. Diseño de experimentos factorial	78
Tabla 15. Censo de costo de Ca(OH) ₂	83
Tabla 16. Costo de electricidad.	83
Tabla 17. Censo de costo de S ⁰ como aplicación agrícola.....	84
Tabla 18. Censo de costos de CaCO ₃	84
Tabla 19. Censo de costos de cal sodada.....	85
Tabla 20. Humedad, ST y SV de los sustratos empleados para la producción de biogás. ...	87
Tabla 21. Análisis elemental de sustratos empleados para la producción de biogás.....	88
Tabla 22. Composición biogás crudo.	90
Tabla 23. Lista de materiales requeridos para la construcción del sistema de purificación de biogás.....	90
Tabla 24. Composición de Ca(OH) ₂ determinada mediante EDS.....	94
Tabla 25. Eficiencia de remoción del H ₂ S a diferentes flujos.	95
Tabla 26. Capacidad de remoción de CO ₂ con Ca(OH) ₂ para producción de biometano a diferentes flujos.	100
Tabla 27. Capacidad de remoción de CO ₂ para producción de biometano mediante adsorción con cal sodada.	103
Tabla 28. Capacidad de adsorción de CO ₂ de diversos materiales a base de hidróxidos...	104

Tabla 29. Composición del material resultante del proceso de adsorción de CO ₂ con Ca(OH) ₂ .	106
Tabla 30. Resultados experimentales del diseño de experimentos factorial.	108
Tabla 31. Inventario del proceso de purificación de biogás para la remoción de H ₂ S.	112
Tabla 32. Inventario del proceso de mejora de biogás para la remoción de CO ₂ .	119
Tabla 33. Costo del proceso de purificación para la remoción del H ₂ S.	126
Tabla 34. Costo del proceso de purificación con recuperación de S ^o .	128
Tabla 35. Costo operación del proceso de mejora de biogás con Ca(OH) ₂ .	130
Tabla 36. Costo de operación del proceso de mejora de biogás con Ca(OH) ₂ con valorización del CaCO ₃ .	132
Tabla 37. Costo de operación del proceso de mejora de biogás con cal sodada.	134
Tabla 38. Dimensionamiento de la columna de remoción de CO ₂ en biodigestores instalados en México.	137
Tabla 39. Dimensionamiento de la columna de remoción de CO ₂ en escala doméstica.	138

Índice de figuras

Fig. 1. Energía primaria mundial 2024. Datos extraídos de Energy Agency (2024). Elaboración propia.....	7
Fig. 2. Balance de energía 2023. Fuente: Sistema de Información Energética (SIE). SENER.	8
Fig. 3. Consumo del gas natural en México. Fuente: SIE (2023). Elaboración propia.	9
Fig. 4. Usos energéticos del biogás. Fuente: Elaboración propia.	13
Fig. 5. Ejemplos de corrosión por ácido sulfhídrico y sulfúrico.	16
Fig. 6. Tecnologías de remoción de ácido sulfhídrico del biogás. Fuente: Elaboración propia.	17
Fig. 7. Tecnologías de remoción de dióxido de carbono del biogás. Fuente: Elaboración propia.	23
Fig. 8. Reactor anaerobio de 8 L.	61
Fig. 9. Bomba peristáltica marca Cole Parmer modelo Master Flex con cabezal modelo 77200-62.	64
Fig. 10. Sistema de cuantificación y almacenamiento de biogás.	66
Fig. 11. Analizador de biogás Optimax-MRU empleado para la caracterización del biogás.	67
Fig. 12. Viruta de hierro oxidada empleada como material adsorbente de H ₂ S.	68
Fig. 13. Diseño de molde empleado para obtener esferas de Ca(OH) ₂	69
Fig. 14. Esferas y semiesferas de Ca(OH) ₂ empleadas para la adsorción de CO ₂	69
Fig. 15. Analizador termogravimétrico empleado. Discovery SDT marca TA instruments.	71
Fig. 16. Diagrama del sistema de pruebas instalado. a) Flujómetro 0-5 LPM. b) Filtro de humedad. c) Analizador de biogás OPTIMAX-MRU.	72
Fig. 17. Diseño de columnas de obtención de biometano.	75
Fig. 18. Termobalanza Sartorius MA37 empleada para la determinación de la humedad del material absorbente de CO ₂ previo a la prueba.	76
Fig. 19. Metodología del montaje experimental para las pruebas de obtención de biometano.	77
Fig. 20. Cal sodada en esferas, empleado como material comercial similar a las esferas de Ca(OH) ₂	78
Fig. 21. Metodología Análisis de Ciclo de Vida (ACV) según la ISO 14040:2006.	79
Fig. 22. Delimitación de los sistemas empleados en el ACV.	80
Fig. 23. Proceso de alimentación de reactores.	89
Fig. 24. Producción de biogás con 6 reactores de 8 L.	89
Fig. 25. Prototipo de columnas empacadas empleadas en el sistema de purificación de biogás.	91
Fig. 26. Micrografías SEM del material la viruta oxidada a diferentes aumentos: (a) ×1 k, (b) ×2.5 k y (c) ×5 k y la viruta oxidada posterior al proceso de limpieza de biogás (d) ×1 k, (e) ×2.5 k y (f) ×5 k.	92

Fig. 27. Micrografías SEM de Ca(OH) ₂ a diferentes aumentos: (a) ×2.5 k, (b) ×10 k y (c) ×20 k y posterior al proceso de mejora de biogás (d) ×2.5 k, (e) ×10 k y (f) ×20 k.	93
Fig. 28. Curva de desempeño de remoción de H ₂ S con la columna empacada con viruta oxidada.	95
Fig. 29. Curva de desempeño de remoción de CO ₂ de la columna con esferas de Ca(OH) ₂	96
Fig. 30. Curva de desempeño de la columna de remoción de CO ₂ con esferas de Ca(OH) ₂ . Flujo 0.5 L · min ⁻¹	97
Fig. 31. Curva de desempeño de la columna de remoción de CO ₂ con esferas de Ca(OH) ₂ . Flujo 1.0 L · min ⁻¹	98
Fig. 32. Curva de desempeño de la columna de remoción de CO ₂ con esferas de Ca(OH) ₂ . Flujo 2.0 L · min ⁻¹	99
Fig. 33. TGA de las esferas de Ca(OH) ₂ previas al proceso de adsorción.	101
Fig. 34. Curva de desempeño de la columna de remoción de CO ₂ con esferas de cal sodada. Flujo 1.0 L · min ⁻¹	102
Fig. 35. TGA del material resultante de la adsorción de CO ₂ a flujo de 0.5 L · min ⁻¹	105
Fig. 36. TGA del material resultante de la adsorción de CO ₂ a flujo de 1.0 L · min ⁻¹	105
Fig. 37. TGA del material resultante de la adsorción de CO ₂ a flujo de 2.0 L · min ⁻¹	106
Fig. 38. Esquema de reacción del Ca(OH) ₂ como absorbente de CO ₂ . Imagen generada con asistencia de IA (Microsoft Copilot), basada en la referencia (Zhu et al., 2024).	107
Fig. 39. Comparaciones múltiples de Tukey para condiciones de purificación de biogás.	109
Fig. 40. Comparaciones múltiples de Tukey para condiciones de mejora de biogás.	110
Fig. 41. Resultados normalizados del ACV para los cuatro escenarios de desulfuración de biogás en las categorías de daño: salud humana, ecosistemas y recursos. Metodología: Eco-Indicator 99 (H).	113
Fig. 42. Resultados de Puntuación Única por Categoría de impacto del ACV para los cuatro escenarios de desulfuración de biogás. Metodología: Eco-Indicator 99 (H).	116
Fig. 43. Resultados normalizados del ACV para los cuatro escenarios de mejora de biogás en las categorías de daño: salud humana, ecosistemas y recursos. Metodología: Eco-Indicator 99 (H).	120
Fig. 44. Resultados de Puntuación Única por Categoría de impacto del ACV para los cuatro escenarios de remoción de CO ₂ del biogás. Metodología: Eco-Indicator 99 (H).	123
Fig. 45. Distribución porcentual de los costos de insumos en el proceso de adsorción de H ₂ S con viruta de hierro oxidada.	127
Fig. 46. Costos de remoción de H ₂ S del biogás.	129
Fig. 47. Distribución porcentual de los costos de insumos en el proceso de adsorción de CO ₂ con esferas de Ca(OH) ₂	131
Fig. 48. Costos de remoción de CO ₂ para la obtención de biometano.	135
Fig. 49 Esquema representativo de las dimensiones calculadas de las columnas de adsorción de CO ₂	138

Introducción

La concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera ha aumentado de manera significativa desde el auge de la etapa preindustrial a la actualidad. El dióxido de carbono (CO₂) pasó de 307 ppmv reportadas en 1937 a 422 ppmv en 2024. Mientras que el metano (CH₄), un GEI con potencial de calentamiento aproximadamente 28 veces mayor que el CO₂, aumentó de 907 ppbv a 1,930 ppbv reportadas en el mismo periodo. (NOAA, 2025). Este incremento sostenido en la concentración de GEI ha contribuido a la intensificación de los efectos del calentamiento global observados en los últimos años.

Según el Informe Global de Emisiones aproximadamente el 60% de las emisiones globales de metano provienen de actividades antropogénicas. Los sectores que más contribuyen a estas emisiones son los combustibles fósiles (35%), la agricultura (40%) y los residuos (20%) (Ravishankara et al., 2021).

Este fenómeno ha provocado un aumento en la temperatura media global, lo que a su vez desencadena una serie de efectos adversos como el aumento del nivel del mar, fenómenos meteorológicos extremos, pérdida de biodiversidad y alteraciones en los ecosistemas. Por lo tanto, la reducción de las emisiones de GEI resulta fundamental para mitigar estos efectos y proteger el ambiente y la salud humana (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, 2024).

Derivado de esta situación, el Acuerdo de París, vigente desde noviembre del 2016, surgió como respuesta internacional al alarmante incremento de la temperatura global asociado a las concentraciones de GEI en la atmósfera. El tratado tiene como objetivo central limitar el aumento de la temperatura media global a no más de 1.5 °C de la temperatura medio global preindustrial, lo que implica que los países firmantes, entre ellos México, se comprometan a implementar medidas contundentes de reducción de emisiones.

La producción de biogás mediante digestión anaerobia ha ganado interés creciente en los últimos años, ya que representa una alternativa integral para evitar las emisiones a la atmósfera producidas durante la descomposición de residuos orgánicos en vertederos. Este proceso permite obtener una mezcla gaseosa compuesta por 50-70%v de CH₄, 30-50%v de

CO₂ y algunos compuestos traza como el H₂S, NH₃, N₂ y O₂. El componente principal, el CH₄ es un subproducto atractivo para su aprovechamiento energético debido a su poder calorífico (De Godos et al., 2022). Al aprovecharlo como energético se promueve la reducción de las emisiones de metano en la atmósfera ya que permite el aprovechamiento energético de residuos y se contribuye a la diversificación de la matriz energética, disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles convencionales y las emisiones asociadas a su extracción, impactando directamente en las principales fuentes antropogénicas de metano.

A nivel global, se generan aproximadamente 2.24 mil millones de toneladas de residuos sólidos urbanos (RSU) al año, y se estima que esta cifra aumente en un 73% para el año 2050, alcanzando los 3.88 mil millones de toneladas anuales como consecuencia del crecimiento demográfico y la urbanización. De estos residuos, el 44% corresponde a residuos orgánicos (What a Waste 2.0, 2018), los cuales pueden ser aprovechados para la producción de biogás. La Agencia Internacional de Energía (2025) estima que hasta una cuarta parte de la demanda mundial de gas podría ser suplida mediante biogás, si se aprovechan adecuadamente los residuos orgánicos disponibles.

En México, se generan aproximadamente 44 millones de toneladas de residuos sólidos urbanos al año, de las cuales la fracción orgánica representa alrededor del 53%, lo que equivale a 23.32 millones de toneladas anuales con potencial de valorización mediante diversas técnicas, entre ellas la digestión anaerobia.

Tanto a nivel global como en México, los residuos orgánicos son gestionados principalmente mediante su disposición en tiraderos, vertederos a cielo abierto, rellenos sanitarios, incineración y, en menor medida, compostaje y digestión anaerobia (What a Waste 2.0, 2018). Estas prácticas contribuyen de manera significativa a las emisiones de GEI, particularmente de metano. En este sentido, el aprovechamiento de los residuos orgánicos para la producción de biogás se presenta como una solución prometedora tanto para la gestión de residuos como para la generación de energía renovable.

Asimismo, el creciente interés en la búsqueda de fuentes de energía renovable y sostenible ha impulsado una mayor atención hacia el biogás como alternativa energética a nivel mundial y nacional. No obstante, su aprovechamiento se encuentra limitado a ciertas aplicaciones,

como la combustión directa o la cogeneración, debido a la presencia de compuestos indeseables como el ácido sulfhídrico (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2) (Outlook for biogas and Prospects for organic growth, 2020).

El ácido sulfhídrico es uno de los principales responsables de la corrosión de la infraestructura asociada al biogás y al ser sometido a combustión, genera emisiones de óxidos de azufre, compuestos precursores de la lluvia ácida, la cual provoca la acidificación de suelos y corrosión de infraestructura (Ahmed et al., 2021).

Por otro lado, el dióxido de carbono, el segundo gas más abundante en el biogás disminuye el poder calorífico y aumenta los costos de transporte y almacenamiento, ya que no aporta poder calorífico al bioenergético. (Ahmed et al., 2021)

En este contexto, la purificación del biogás emerge como una etapa indispensable para maximizar su eficiencia y ampliar sus posibilidades de aprovechamiento energético. Al obtener un biogás con una composición superior al 90% v/v de metano, se produce un combustible con características similares al gas natural, conocido como biometano (BioCH_4), el cual puede emplearse en las mismas aplicaciones que su contraparte fósil, incluyendo calefacción, generación de electricidad y como combustible vehicular, en celdas de combustible, entre otras.

Por lo tanto, el desarrollo de sistemas de purificación eficientes representa un desafío tecnológico clave para garantizar la viabilidad técnica, económica y ambiental del BioCH_4 como alternativa energética sostenible.

Diversas tecnologías empleadas en la refinación del gas natural han sido adaptadas previamente para la purificación del biogás, como el lavado con aminas, el lavado con agua a presión (PSA por sus siglas en inglés), separación criogénica, entre otros; sin embargo, sus elevados costos operativos suelen resultar en un biometano poco competitivo frente al gas natural. A pesar del amplio desarrollo de tecnologías, no se han logrado atender las necesidades del biometano de manera integral. (Han et al., 2011).

Ante este panorama, resulta prioritario el desarrollo de tecnologías de purificación de biogás que sean de bajo costo, energéticamente eficientes, de bajo impacto ambiental y compatibles con los principios de producción más limpia y economía circular. En este contexto, el sistema

propuesto en el presente proyecto consiste en dos columnas empacadas: la primera utiliza óxidos de hierro (Fe_2O_3) obtenidos a partir de la oxidación de viruta reutilizada para la remoción de H_2S , mientras que la segunda emplea esferas de hidróxido de calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) derivadas de cal hidratada para la captura de CO_2 .

El sistema presenta ventajas relevantes, como la operación a condiciones ambientales de presión y temperatura, el uso de materiales de bajo costo y la posibilidad de valorización de subproductos, tales como el azufre elemental (S^0) y el carbonato de calcio (CaCO_3), fortaleciendo el enfoque de economía circular del proceso.

En este contexto, el objetivo del presente trabajo fue desarrollar y evaluar la eficiencia de remoción de H_2S y CO_2 del sistema de purificación de biogás propuesto, operando a diferentes flujos de gas (0.5 , 1.0 y $2.0 \text{ L}\cdot\text{min}^{-1}$). El desempeño del sistema se evaluó mediante un Análisis de Ciclo de Vida (ACV) bajo la metodología Eco-indicator 99 (H) y un análisis económico basado en la estimación de costos unitarios de purificación y mejora del biogás. El alcance del estudio se limitó a escala de laboratorio, considerando únicamente las etapas de purificación y mejora del biogás.

Finalmente, el desarrollo de sistemas de purificación de biogás como el propuesto contribuye no solo a mejorar la calidad del combustible, sino también a la reducción de emisiones de GEI y a la transición hacia sistemas energéticos más limpios e inclusivos. Este enfoque resulta particularmente relevante para comunidades con acceso limitado a energía limpia, al ofrecer una alternativa sostenible y asequible, alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible 7 (Energía asequible y no contaminante), 11 (Ciudades y comunidades sostenibles), 12 (Producción y consumo responsables) y 13 (Acción por el clima).

Objetivo general

Desarrollar y evaluar un sistema de purificación de biogás utilizando óxido de hierro como adsorbente para eliminar ácido sulfhídrico (H_2S) e hidróxido de calcio como adsorbente para eliminar dióxido de carbono (CO_2), con el fin de obtener biometano.

Objetivos específicos

1. Diseñar y construir un prototipo de sistema de purificación de biogás utilizando óxido de hierro como adsorbente para la eliminación de ácido sulfhídrico (H_2S) e hidróxido de calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) como adsorbente para la remoción del dióxido de carbono (CO_2).
2. Evaluar la eficiencia del sistema de purificación en la eliminación de H_2S y CO_2 , determinando el flujo óptimo de operación.
3. Analizar la calidad de biogás purificado obtenido mediante el sistema de purificación y verificar su composición.
4. Evaluar el desempeño ambiental del sistema de purificación de biogás mediante análisis de ciclo de vida y la viabilidad económica mediante un análisis del costo unitario de producción de biometano.

Hipótesis

- El óxido de hierro como adsorbente de ácido sulfhídrico (H_2S) e hidróxido de calcio como adsorbente de dióxido de carbono (CO_2) en un sistema de purificación de biogás, mejoran la calidad del biogás permitiendo obtener biometano de forma sustentable.

Capítulo 1. Marco teórico.

Matriz energética global

A nivel mundial, la demanda energética es cubierta principalmente por combustibles fósiles, como el petróleo, gas natural y el carbón. Según estadísticas reportadas por Energy Institute (2025), en 2024 el 81.26% de la energía primaria global se obtuvo de combustibles fósiles, siendo el petróleo la fuente principal de energía (31.55%), seguido del carbón (26.16%) y el gas natural (23.55%).

La fig. 1 presenta el balance de energía primaria mundial correspondiente al año 2024, en la cual, se observa que las energías limpias y renovables representaron 3.92% y 14.82% respectivamente. Dentro del grupo de las energías renovables, la hidroenergía es la fuente de energía renovable de mayor contribución a la matriz energética, mientras que la biomasa y los biocombustibles mantienen una participación limitada.

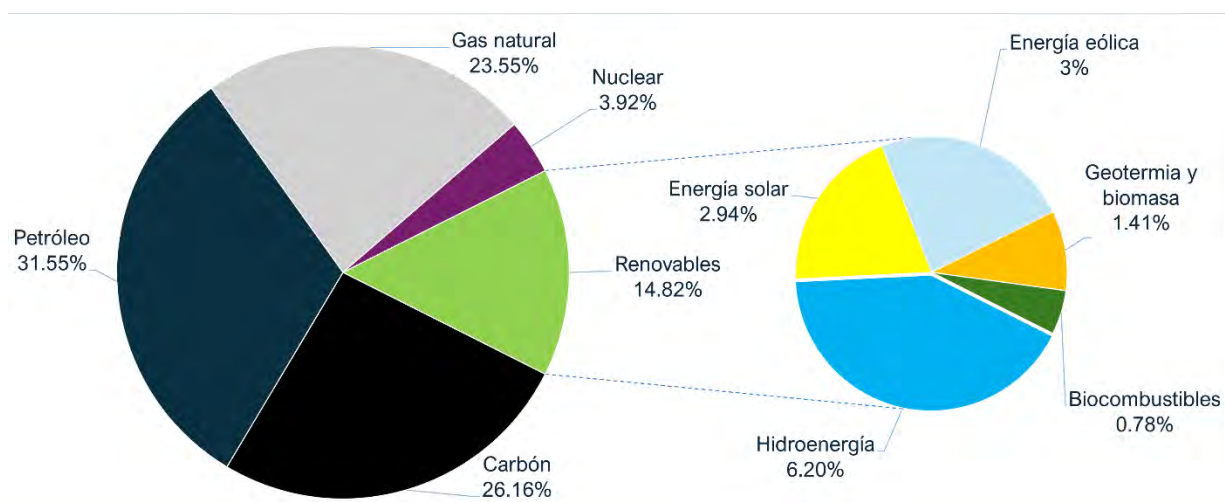


Fig. 1. Energía primaria mundial 2024. Datos extraídos de Energy Agency (2024). Elaboración propia.

La marcada dependencia de los combustibles fósiles resulta alarmante, debido a que estos recursos son no renovables, ya que su tasa de producción es significativamente menor a la tasa de consumo y a largo plazo no se puede asegurar estabilidad en el suministro energético.

Por otra parte, la explotación de los combustibles fósiles representa el 73.2% de las emisiones globales de GEI, según lo reportado por Hannah Ritchie (2020), lo que implica que el uso de estos recursos es la causa principal de los efectos del cambio climático y el calentamiento global.

Matriz energética de México

La situación energética nacional refleja una dinámica similar a la observada a nivel global. La fig. 2, muestra el balance de energía correspondiente al año 2023, en la cual se evidencia que los combustibles fósiles continúan dominando la matriz energética del país, representando el 82.49% del total. El petróleo, al igual que en el panorama internacional, es la fuente principal de energía primaria (57.08%), sin embargo, para el caso del gas natural y el carbón la situación cambia, siendo el gas natural la segunda fuente de energía primaria en el país (23.51%) y el carbón teniendo limitada representación en la matriz energética nacional (1.90%).

En contraste, las energías renovables aportan únicamente 19.94% a la matriz energética nacional. A diferencia del panorama internacional, en México la biomasa constituye la fuente renovable con mayor aporte (5.01%), la leña, a pesar de las implicaciones al medio ambiente y la salud humana, aporta mayor cantidad de energía que el biogás, el cual tiene una representación mínima en la matriz energética (0.03%).

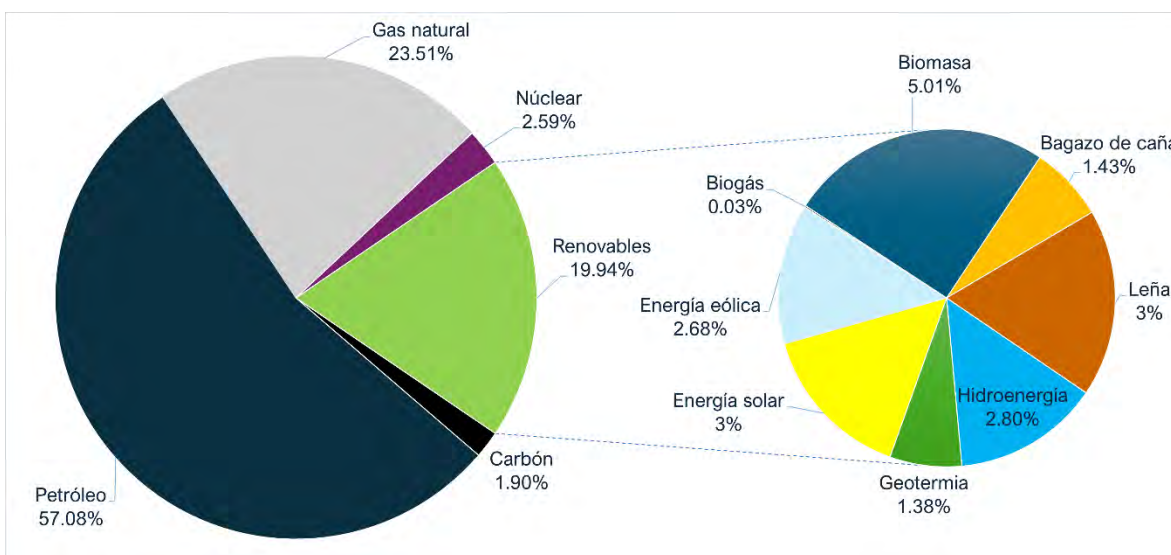


Fig. 2. Balance de energía 2023. Fuente: Sistema de Información Energética (SIE). SENER. Elaboración propia.

Por otra parte, aunque el gas natural representa el 23.51% de la matriz energética nacional, la fig. 3 evidencia la fuerte dependencia externa asociada a este recurso. En 2023, el consumo nacional promedio fue de 8,921 MMpcd, sin embargo, únicamente 27.26% se cubrió con producción interna. En consecuencia, tres cuartas partes de la demanda fueron satisfechas

mediante importaciones, principalmente provenientes de Estados Unidos. Se aprecia que de 2015 a 2023, es decir, un lapso de 8 años, la producción de gas natural tuvo un declive de 38.20%, mientras que el consumo aumentó 28.03% en el mismo periodo de tiempo, provocando que las importaciones de gas natural aumentaran 112.44%.

Esta dependencia incrementa la vulnerabilidad energética del país, especialmente considerando que, según el Balance Nacional de Energía 2023 por SENER (2024), el 76.05% de la generación eléctrica nacional depende del gas natural. De tal manera que cualquier alteración político-económica en el mercado internacional podría impactar significativamente la estabilidad del sistema energético mexicano.

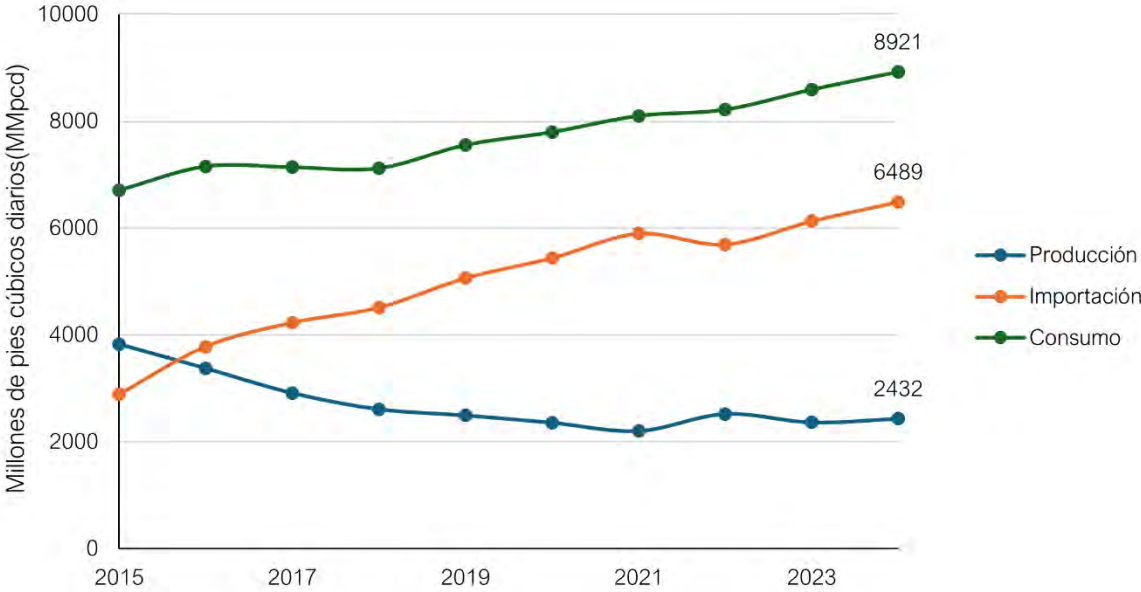


Fig. 3. Consumo del gas natural en México. Fuente: SIE (2023). Elaboración propia.

Transición energética

El Acuerdo de París, vigente desde noviembre del 2016, surgió como respuesta al alarmante incremento de la temperatura global derivado de las concentraciones de GEI en la atmósfera. El tratado tiene como objetivo central limitar el incremento de la temperatura global a no más de 1.5 °C respecto a la temperatura media global de la etapa preindustrial. Ello implica que los países firmantes adopten medidas contundentes de reducción de emisiones para la mitigación de los efectos del calentamiento global. En este contexto, y recordando que la

explotación y aprovechamiento de los combustibles fósiles representan tres cuartas partes de las emisiones de GEI, la transición energética ha adquirido un papel estratégico y prioritario.

A pesar del creciente interés en las fuentes renovables, su participación en la matriz energética mundial ha avanzado lentamente. En 2008, según datos reportados por Moomaw et al. (2011), las energías renovables aportan 12.9% de la energía primaria, para 2024, esta participación aumentó a 14.82%. Este crecimiento limitado se debe a la demanda energética mundial continúa incrementando a un ritmo mayor que la tasa de expansión de la capacidad instalada de energías renovables.

Las naciones han tomado esfuerzos acordes a sus necesidades e intereses. En México, los acuerdos internacionales encaminados a la reducción de emisiones de GEI lograron impulsar a nivel nacional proyectos de leyes alineadas a los objetivos de sostenibilidad, como la Ley General del Cambio Climático, la cual entro en vigor en 2012, en la cual se establecía como meta que para el año 2024, al menos el 35% de la electricidad sería generada con energías limpias, meta que para el año 2025, se puede asegurar que no logró ser alcanzada.

Bioenergía en la transición energética

La biomasa es la materia prima de origen biológico susceptibles a ser aprovechados como fuente de energía. Tras un proceso de transformación física, química o biológica, estos materiales se convierten en biocombustibles, entre los que se incluye el biogás.

La Agencia Internacional de Energía estima que, únicamente con la biomasa que no compite con la producción agrícola, sería posible satisfacer hasta el 20% de la demanda mundial de gas. (Blanco & Keesler, 2021). Este dato destaca el papel estratégico de la bioenergía dentro de la transición energética, como la oportunidad que representa para valorizar sus residuos orgánicos.

Biogás

El biogás es una mezcla de compuestos gaseosos que se obtienen a partir del proceso de digestión anaerobia, en el cual diversos microbianos anaerobios degradan materia orgánica en dos productos de valor agregado, el biogás y el digestato. (Kapoor et al., 2020)

En el biogás predomina el metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂), aunque puede contener otros gases en menor proporción como hidrógeno (H₂), nitrógeno (N₂), oxígeno (O₂), vapor de agua (H₂O), amoníaco (NH₃), sulfuro de hidrógeno (H₂S) y compuestos traza como siloxanos (Si_nO_n). (Ahmed et al., 2021).

La composición y rendimiento del biogás dependen directamente de la naturaleza del sustrato y las condiciones en las que se lleva a cabo el proceso de digestión anaerobia (Jepleting et al., 2025). La Tabla 1 presenta valores típicos de la composición de biogás para diferentes fuentes de residuos orgánicos. Dependiendo el sustrato empleado en el proceso de digestión anaerobia y su contenido de azufre se obtendrá mayor cantidad de ácido sulfhídrico, desde 0.5 ppm-7,000 ppm, según lo reportado en la producción de biogás por desechos agrícolas de la tabla 1.

El contenido de CH₄ y CO₂ dependerá de la composición del sustrato, así como de las condiciones operativas del reactor, ya que para maximizar el contenido de CH₄ se debe tener un pH entre 6.5 y 7.5, por lo cual la alimentación del reactor debe ser la óptima para evitar su acidificación. El biogás producido puede contener desde 35% v de CH₄, según lo registrado en biogás obtenido de vertederos en la tabla 1, hasta 80 % v.

Tabla 1. Composición del biogás a partir de diferentes residuos. Fuente: Atelge et al. (2021).

Compuesto	Desechos agrícolas	Vertederos	Desechos industriales	Aguas residuales
CH₄ (% v)	50-80	35-80	50-70	60-70
CO₂ (% v)	19-50	15-50	30-50	19-40
H₂O (% v)	≤6	1-5	1-5	1-5
N₂ (% v)	0-1	0-3	0-3	0-1
O₂ (% v)	0-1	0-1	0-5	<0.5
H₂ (% v)	0-2	0-5	0-3	0-1
H₂S (ppm)	100-7000	0.5-100	0.8	0-4,000
NH₃ (ppm)	50-144	~5	-	100
CO (% v)	0-1	0-1	0-1	-
Siloxanos (% v)	Trazas	Trazas	Trazas	-

Usos del biogás

El biogás crudo puede aprovecharse en producción de energía por combustión directa, como cogeneración de energía, cogeneración e iluminación. Sin embargo, su uso directo es limitado debido a la presencia de CO₂, que reduce su poder calorífico y el sulfuro de hidrógeno provoca corrosión en los accesorios metálicos como quemadores y lámparas (Jepleting et al., 2025).

La tabla 2 compara las propiedades del biogás con el gas natural. Una diferencia clave es el Número de Metano (NM), el cual es un indicador que expresa la concentración de metano presente en los combustibles gaseosos. Mientras que el gas natural tiene un NM mínimo de 90, el biogás normalmente tiene un NM de 60. Esta diferencia altera el poder calorífico del combustible en función, ya que el dióxido de carbono no aporta poder calorífico en los procesos de combustión, reduce la densidad energética del combustible y afecta la eficiencia en el proceso de combustión. (Roy et al., 2018)

La reducción del poder calorífico implica mayor demanda de combustible para satisfacer las necesidades energéticas. Lo cual tiene implicaciones a nivel económico, debido al incremento de costos de operación por almacenamiento y transporte de los combustibles.

El índice de Wobbe, es un parámetro que relaciona el poder calorífico del gas respecto de la gravedad específica y se emplea para evaluar su intercambiabilidad y compatibilidad con sistemas de combustión de gas natural, la tabla 2 muestra varianza significativa entre el gas natural y el biogás, lo cual representa un desafío para la adaptación del biogás en sistemas diseñados originalmente para gas natural. (Roy et al., 2018).

Tabla 2. Propiedades del gas natural y biogás. (López Hernández et al., 2019).

Parámetro	Unidades	Gas natural	Biogás (60% CH₄)
Poder Calorífico Inferior	MJ/m ³	31.8	21.5
Densidad	kg/m ³	0.82	1.21
Índice de Wobbe (Inferior)	MJ/m ³	39.90	19.5
Velocidad máxima de llama	m/s	0.39	0.25
Requisito teórico del aire	m ³ _{aire} / m ³ _{gas}	9.53	5.71
Concentración máxima de CO₂ después de la combustión	% v.	11.90	17.8

Biometano

Cuando el biogás es sometido a un proceso de purificación, se tiene como objetivo obtener un gas con un número de metano mayor a 90, el cual recibe el nombre de biometano y cuenta con propiedades similares a las del gas natural, lo que permite su uso directo en las mismas aplicaciones (Awe et al., 2017).

En términos energéticos, el metano es el componente de interés, ya que es el responsable del poder calorífico (Ahmed et al., 2021). Por ello cualquier sustancia distinta al metano (CH_4) que no aporte poder calorífico se considera como impureza o contaminante del biogás. (Aworanti et al., 2023).

En la Fig. 4 se muestra que las aplicaciones del biogás son limitadas, cogeneración de energía y combustión, sin embargo, cuando se remueven las impurezas del biogás como H_2S y CO_2 , se obtiene biometano, el cual se puede emplear en una gama más amplia de aplicaciones energéticas, en las que se incluyen celdas de combustible, plantas de electricidad, turbinas, inyección a la red de gasoductos, combustible vehicular, etc. Permitiendo que obtener un biocombustible más aprovechable.

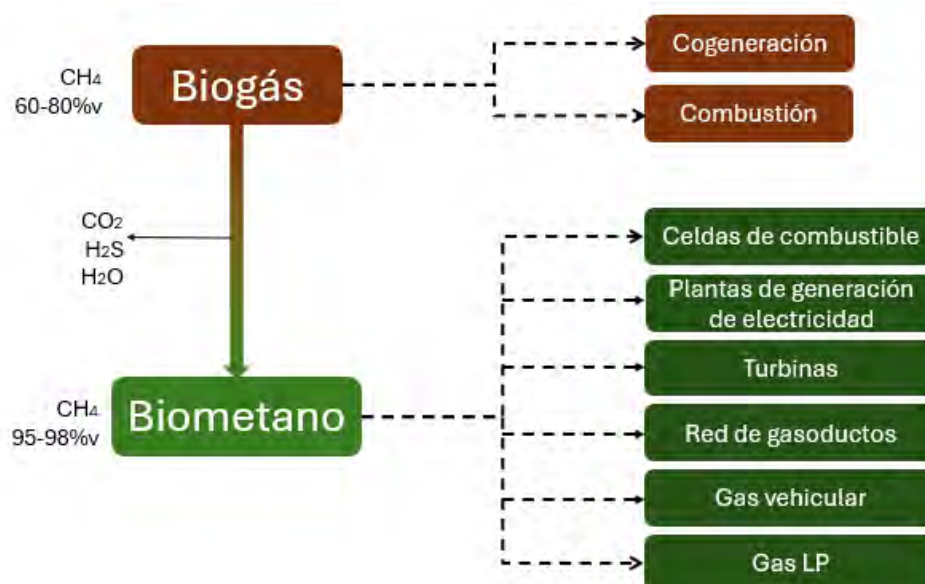


Fig. 4. Usos energéticos del biogás. Fuente: Elaboración propia.

El biometano como fuente de energía renovable en México

El biogás y el biometano representan alternativas energéticas relevantes para el contexto mexicano, ya que permiten reducir la dependencia de los combustibles fósiles y valorizar residuos orgánicos.

De acuerdo con SEMARNAT, en el país se generan diariamente 120,128 toneladas de residuos sólidos urbanos, de los cuales 46.42% corresponden a fracción orgánica; sin embargo, 78.54% termina en sitios de disposición final. En contraste, países como Suiza, Países Bajos y Suecia, destinan menos del 5%, de sus residuos a vertederos, evidenciando oportunidades de mejora para México. (Llamas de la Torre, 2018).

Otro recurso importante son los lodos residuales provenientes de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales, de los cuales 72% se disponen en vertederos. (Llamas de la Torre, 2018). Ambos flujos representan materias primas valiosas para la producción de biogás y biometano.

Dado que México depende en gran medida del gas natural dentro de su matriz energética, la integración de otras fuentes de metano contribuiría a disminuir la vulnerabilidad energética del país. No obstante, persisten desafíos tecnológicos, económicos y regulatorios. Entre ellos destaca que tanto la disposición final en vertederos como el uso del gas natural resultan económicamente más atractivos en el corto plazo si no se consideran los impactos ambientales y efectos a la salud.

Además, para que el biogás pueda emplearse como sustituto del gas natural se requiere su purificación y mejora, procesos que aun presentan brechas económicas y tecnológicas que requieren abordarse para que su uso sea una realidad.

Obtención del biometano

La obtención del biometano surge de la producción de biogás mediante el proceso de digestión anaerobia donde se obtienen como productos de valor agregado el biogás y digestato, el cual se puede aprovechar como enriquecedor de suelos.

Una vez obtenido el biogás, se lleva a cabo el proceso de purificación para la obtención de biometano la cual consiste en dos etapas: la limpieza y la mejora del biogás. La limpieza del biogás consiste en retirar los componentes tóxicos o no favorables en el proceso de combustión que se encuentran en proporciones menores al 5%v como el ácido sulfhídrico, los siloxanos, el monóxido de carbono y el amoníaco. En cambio, la mejora del biogás consiste en incrementar su poder calorífico retirando el dióxido de carbono, el cual se encuentra en proporciones mayores que las impurezas, recordando que es el segundo compuesto más abundante en el biogás. (Atelge et al., 2021)

Existen múltiples tecnologías de purificación, pero estos suelen requerir demasiada energía, reactivos químicos costosos, peligrosos o tóxicos, agentes biológicos que demandan control especializado de las condiciones del proceso, lo que dificulta que el biometano compita económicamente con el gas natural.

Al seleccionar una tecnología, deben considerarse factores como el costo de inversión, costos operativos y de mantenimiento, ya que esto afecta directamente en la viabilidad e interés de inversores para su implementación (Ahmed et al., 2021).

Además, al seleccionar al biometano como una fuente más limpia de energía que los combustibles fósiles y proponerla como una solución para la mitigación de los efectos del cambio climático, se debe asegurar que los procesos de obtención de biometano no conlleven un impacto ambiental mayor a los combustibles fósiles. A continuación, se exploran los procesos de limpieza y mejora de biogás que han sido estudiados.

Remoción de Ácido Sulfhídrico en el biogás

El Azufre es un elemento presente en plantas, bacterias, hongos, etc. Este se encuentra en continua oxidación y reducción en la materia orgánica debido al ciclo biológico del Azufre, por lo que al biodegradarse la materia orgánica en el proceso de digestión anaerobia se puede obtener sulfuro de hidrógeno (H_2S) (López Hernández et al., 2019).

La combustión de biogás con H_2S en su composición causa emisiones de óxidos de azufre (SO_x) a la atmósfera, los cuales son considerados contaminantes criterio debido a sus implicaciones a la salud humana. Además, al mezclarse los óxidos de azufre con el agua condensada en la atmósfera se forma ácido sulfúrico (H_2SO_4) (Aworanti et al., 2023), el cual es un compuesto corrosivo, que al precipitarse como lluvia ácida afecta a materiales como el hierro, cobre, cemento e incluso a los cultivos y suelos, causando acidificación del suelo y corrosión de infraestructura, como se muestra en la fig. 5.

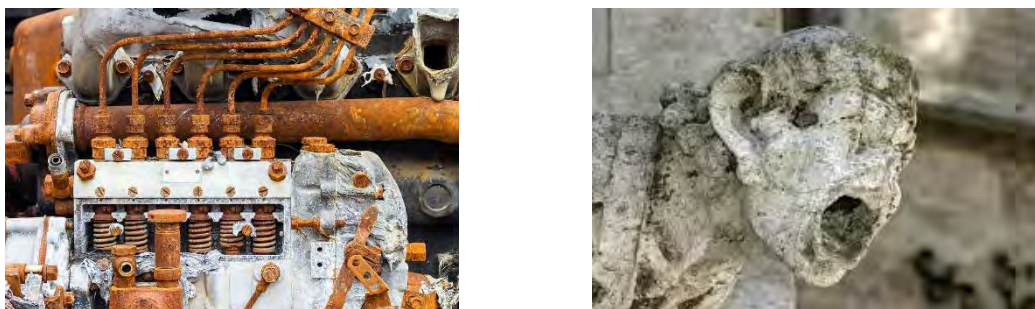


Fig. 5. Ejemplos de corrosión por ácido sulfhídrico y sulfúrico.

El H_2S es inflamable y tóxico desde concentraciones de 150 a 2000 ppm. En los seres humanos este gas causa dolor de cabeza, enrojecimiento ocular, náuseas, pérdida del conocimiento e incluso la muerte. (Jepleting et al., 2025).

La concentración del ácido sulfhídrico en el biogás crudo puede variar desde las 100 hasta las 10,000 ppm dependiendo del sustrato ingresado en el biodigestor, cuando se tienen sustratos ricos en proteínas la concentración del ácido sulfhídrico aumenta. (Awe et al., 2017).

Los sistemas y dispositivos de conversión de energía están diseñados para tolerar concentraciones máximas de ácido sulfhídrico, por ejemplo, las calderas toleran hasta 1,000 ppm de H_2S , por lo que el biogás crudo puede emplearse en estos procesos. Sin embargo, en

procesos de ciclo combinado y mecanismos de combustión interna limitan una concentración máxima de 500 ppm de H₂S, las turbinas toleran concentraciones entre 200-1,000 ppm, mientras que las celdas de combustible toleran concentraciones máximas de 20 ppm. Razón por la cual, se limita su aplicación a combustibles que cumplan con especificaciones de calidad apropiadas a los sistemas y por la cual se requiere la purificación del biogás si se busca ampliar su gama de posibilidades de aplicación (Kapoor et al., 2020).

Tecnologías de remoción de ácido sulfhídrico (H₂S) del biogás

Existen diversos métodos y tecnologías probadas para la desulfuración del biogás, cada una ofrece ventajas y desventajas que deben evaluarse a las necesidades de cada sistema. Las tecnologías pueden variar de enfoque ampliamente, por lo que existen diversas clasificaciones. Una de las clasificaciones divide los tratamientos en *in situ*, en la cual se realiza la desulfuración del biogás dentro del reactor, o *ex situ*, la cual endulza el gas una vez que sale del reactor. (López Hernández et al., 2019).

Otra clasificación, la cual se muestra en la fig. 6, divide los tratamientos para endulzar biogás respecto a su naturaleza. Los tratamientos que aprovechan propiedades físicas o químicas de las sustancias son los métodos fisicoquímicos, los cuales abarcan la absorción, adsorción o membranas. Mientras que, los que aprovechan las funciones metabólicas de los microorganismos, son los métodos biológicos en los que se encuentran los biofiltros.

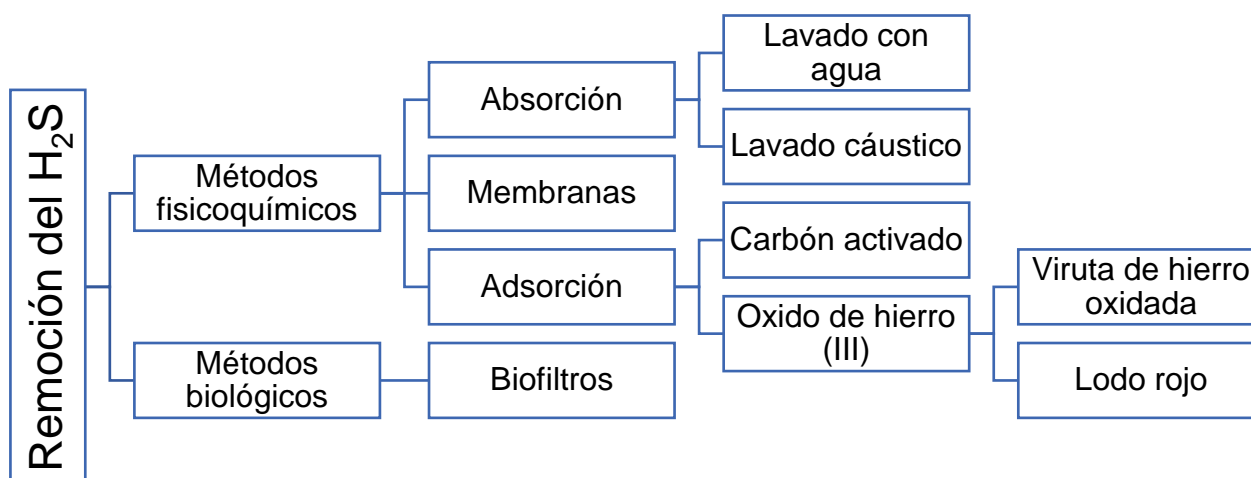


Fig. 6. Tecnologías de remoción de ácido sulfhídrico del biogás. Fuente: Elaboración propia.

Métodos fisicoquímicos

- **Absorción**

Existe una amplia variedad de absorbentes básicos que se pueden emplear en este proceso; las aminas son empleadas en un proceso conocido como lavado de gas, las cuales tienen la ventaja de remover ácido sulfhídrico y dióxido de carbono de manera simultánea. Las más empleadas suelen ser la monoetanolamina (MEA), dimetilamina, y etanolamina. Sin embargo, el proceso de desorción para la regeneración y reutilización de las aminas suele ser demandante y compleja. (López Hernández et al., 2019).

Cuando se emplea una solución de sosa caustica (normalmente al 50% v) y se hace pasar el biogás a contraflujo para que reaccione con el ácido sulfhídrico se le llama *lavado caustico*. Este método es sumamente efectivo e incluso se aplica de forma industrial, sin embargo, el absorbente no se puede regenerar y el producto de este proceso es Sulfato de Sodio (Na_2SO_4) y Sulfito de Sodio (Na_2SO_3), las cuales son residuos que requieren manejo especial. (López Hernández et al., 2019). La necesidad del manejo especial de residuos provoca que el costo del biometano aumente debido a los costos que implican el manejo de las sustancias.

- **Adsorción**

El proceso de adsorción con *óxido de hierro* se lleva a cabo en un lecho sólido por el cual fluye el biogás y se adsorbe el ácido sulfhídrico. El óxido de hierro se puede regenerar mediante un proceso de oxidación con aire. Esta es una tecnología simple y eficiente (se puede retirar hasta 99.98% de H_2S) y sus retos radican en que continuamente se generan residuos y no es un proceso fácil de automatizar. (López Hernández et al., 2019). Las fuentes de óxidos de hierro pueden variar, en el mercado se encuentran disponibles materiales comerciales como la esponja de hierro y el lodo rojo, cuyos costos suelen reducir el margen de rentabilidad o no estar disponibles en todas las regiones.

Un material ampliamente estudiado como adsorbente es el *carbón activado* y sus variaciones como, el carbón activado obtenido de diversas fuentes renovables y tratado para mejorar su capacidad de absorción. Sin embargo, este proceso requiere presiones entre 7 y 8 bar, flujo adicional de oxígeno y temperaturas entre 50-70 °C,

provocando que la demanda energética crezca, así como los costos de operación, dejando márgenes estrechos de ganancias o costos elevados del biocombustible. (Awe et al., 2017).

- **Membranas**

Las membranas se fabrican de materiales o sustancias con propiedades selectivas de permeabilidad, los cuales permiten el paso de los compuestos deseados y detienen los no deseados, en este caso el sulfuro de hidrogeno. Esta tecnología ha registrado eficiencias de remoción de 98%, sin embargo, los costos iniciales y de operación aún son elevados en comparación a otras tecnologías más desarrolladas.(Awe et al., 2017)

Métodos biológicos

Debido a los retos técnico-económicos que presentan los métodos fisicoquímicos se han estudiado alternativas de procesos biológicos, principalmente los biofiltros. Algunos microorganismos sulfurooxidantes, como *Thiobacillus*, *Thisoira*, *Sulfurimonas*, entre otros, son capaces de oxidar el ácido sulfhídrico (Aworanti et al., 2023), estos métodos han mostrado altas eficiencias de remoción, sin embargo, requieren de una dosificación de nutrientes externos y control estricto de parámetros para la proliferación adecuada de los bioactivos endulzadores del biogás, con lo cual se requiere de personal especializado en el proceso y equipo de control especializado, demandando un mayor costo inversión (López Hernández et al., 2019) .

- **Biofiltros**

Los biofiltros son biorreactores con biopelículas empacadas, en ellos se puede emplear una gran variedad de materiales naturales como fibra de coco, composta, aserrín, etc. como soporte de los microorganismos. Una desventaja de estos es que requieren concentraciones de oxígeno que no siempre porta el biogás, por lo que demanda mayor control del proceso para asegurar las condiciones óptimas de funcionamiento. Además, aún no es una tecnología desarrollada ya que tiene algunos problemas en cuanto al control de pH y estabilidad.

Otra alternativa son los biofiltros percolados que son más sencillos de operar, están hechos de cerámicas porosas o espuma de poliuretano y requieren de granos de carbón activado para el soporte de los microorganismos, sin embargo, con esa tecnología se han registrado

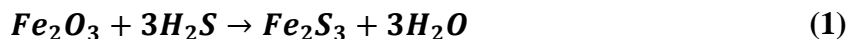
eficiencias de remoción de H₂S con un rango más amplio (entre 80% y 100%) por lo que son tecnologías que aún requieren estudio para llegar a ser aplicadas. (Aworanti et al., 2023).

Adsorción de H₂S con óxidos de hierro.

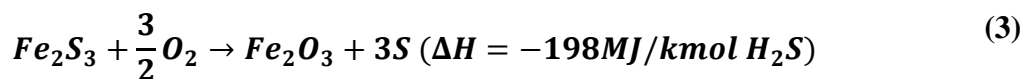
La adsorción es un proceso que se emplea para la remoción de compuestos no deseados cuando se tiene una superficie afín al compuesto de interés, llamado material adsorbente, la mezcla que se quiere separar se aproxima al material adsorbente para generar su atracción y lograr la separación. Este proceso puede ser físico o químico, cuando es una adsorción física el H₂S se adhiere a los poros del material adsorbente mediante interacciones de fuerzas intermoleculares, principalmente de Van der Waals, lo cual implica que el proceso será exotérmico. Mientras que la adsorción química actúa mediante atracción molecular que desencadena reacciones químicas, para que esta quimisorción se lleve a cabo se necesita superar la energía de activación requerida. (Ahmad et al., 2021).

Abatzoglou & Boivin (2009) muestran las reacciones que suceden al remover el ácido sulfhídrico del biogás mediante óxidos de hierro, así como las reacciones de regeneración del material adsorbente, las cuales se muestran a continuación:

La remoción del H₂S se basa en el mecanismo de quimisorción, en el cual el sulfuro de hidrógeno actúa como agente reductor y reacciona con los óxidos del material (Fe₂O₃, FeO) que actúan como agentes oxidantes. Esta reacción aprovecha la afinidad que el azufre tiene con el hierro y se promueve el intercambio de ligantes (Fe₂S₃, FeS) Abatzoglou & Boivin (2009). Las reacciones de quimisorción se describen a continuación:



El material generado por el proceso de adsorción puede regenerarse al promover la oxidación por aireación, las reacciones de regeneración se muestran a continuación:





Se pueden emplear una gran variedad de materiales como fuente de óxidos de hierro para la adsorción de H₂S como esponja de hierro oxidada, astillas de madera cubiertas de óxido de hierro, barro rojo, el cual es un residuo de la producción de alúmina a partir de bauxita, viruta de acero oxidada, etc. (Awe et al., 2017). La capacidad de adsorción de un material es directamente proporcional al área superficial disponible del material, por lo que los materiales porosos, como los mencionados anteriormente, resultan atractivos como materiales adsorbentes. (Sami & Villanueva, 2014).

Estos filtros pueden funcionar en modo discontinuo, también llamado Batch con regeneración independiente o con un pequeño caudal de aire en el flujo de gas para una renovación continua. (Abatzoglou & Boivin, 2009).

Este proceso permite obtener el azufre en su forma elemental, lo cual es una ventaja ya que se obtiene un subproducto valorizable como fungicida al comercializarse como azufre agrícola. (Riyadi et al., 2018).

Remoción de dióxido de carbono en el biogás

El proceso de remoción de CO₂ del biogás es también conocido como la etapa de mejora del biogás ya que esta permite aumentar el poder calorífico y la densidad energética del biocombustible, siendo la etapa final para la obtención de biometano (Madhania et al., 2020).

La presencia del dióxido de carbono disminuye el potencial energético del biogás, para la generación de potencia y calor por combustión este compuesto es tolerable, sin embargo, existe el riesgo de que se mezcle con agua y se forme ácido carbónico, el cual corroe la infraestructura por lo que es importante retirarlo del biogás. (Atelge et al., 2021).

La presencia de dióxido de carbono en el biogás al momento de comprimirlo causa la formación de hielo seco, provocando congelación de válvulas y la formación de grumos dañando la infraestructura (Ahmed et al., 2021).

Tecnologías de remoción de dióxido de carbono (CO₂) del biogás.

Existen diversos métodos y tecnologías probadas para la mejora del biogás al remover el CO₂, aunque la mayoría de las tecnologías aplicadas se basan en las usadas en la refinación del gas natural (Ahmed et al., 2021) cada una ofrece ventajas y desventajas que deben evaluarse a las necesidades de cada sistema.

La clasificación de las tecnologías de remoción de CO₂, mostradas en la fig. 7, divide los tratamientos según su naturaleza. Los tratamientos que aprovechan propiedades físicas como la atracción por fuerzas moleculares, los distintos puntos de ebullición o la permeabilidad de gases, son tratamientos físicos. Los tratamientos que aprovechan las propiedades de afinidad a reaccionar son métodos químicos. Mientras que, los que aprovechan las funciones metabólicas de los microorganismos, son los métodos biológicos.

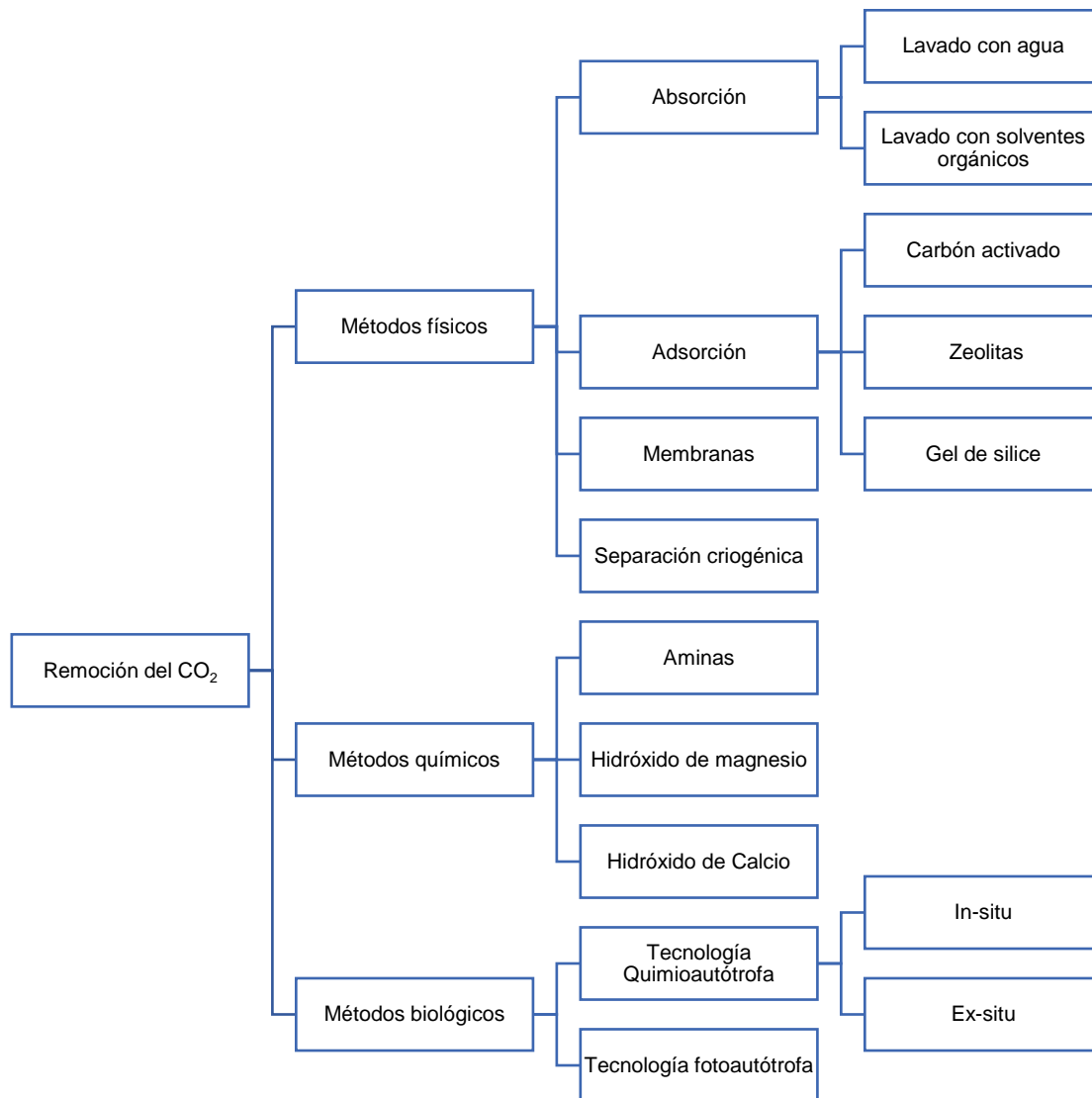


Fig. 7. Tecnologías de remoción de dióxido de carbono del biogás. Fuente: Elaboración propia.

Métodos físicos

- **Lavado con agua**

Este método aprovecha la diferencia de solubilidad de los componentes del biogás para separarlos y extraer biometano, ya que el dióxido de carbono es 26 veces más soluble en agua ($T=25^{\circ}\text{C}$) que el metano. El agua sirve como un solvente selectivo usado a escala industrial, sin embargo, el método exige la remoción del sulfuro de hidrógeno (H_2S) previo al proceso ya que cuando se mezcla con agua se obtiene ácido sulfúrico (H_2SO_4), el cual es altamente corrosivo. Este proceso requiere de presiones de al menos 10 bar y se puede obtener biometano con purzas entre 80% y 99%. A pesar de que el agua se puede recircular, el proceso requiere de una grandes cantidades y tratamiento posterior al proceso

es extenuante, por lo que demanda una gran cantidad de energía sumado al posterior secado al que se debe someter el biometano. El proceso no requiere de sustancias químicas peligrosas, aunque su subproducto, ácido carbónico, si es una sustancia de manejo especial. Esta tecnología reporta altos costos de inversión y operación. (Ahmed et al., 2021).

- **Lavado con solventes orgánicos**

El proceso emplea el mismo proceso que el lavado de agua, pero usa como solvente sustancias como éter dimetílico de polietilenglicol ya que tiene mayor capacidad de absorción, lo cual reduce la cantidad de solución requerida en el proceso. Este permite obtener biometano con una eficiencia de 97%, sin embargo, el proceso demanda grandes cantidades de energía en el proceso de regeneración del solvente (Adnan et al., 2019).

- **Adsorción por diferencias de presión**

Este proceso consiste en pasar el fluido por columnas conectadas en serie con diferentes adsorbentes sólidos como zeolitas, gel de sílice y carbón activado a diferentes condiciones de presión. Este proceso tiene la ventaja de recuperar el metano con eficiencias entre el 96% y 98%, se puede adaptar a diferentes capacidades, no requiere agua y su demanda energética es menor en comparación a otras tecnologías, sin embargo, debido a las temperaturas de operación (50-60 °C) el control del proceso requiere de atención especializada por lo que los costos de operación del sistema incrementan. (Ahmed et al., 2021)

- **Separación criogénica**

La separación criogénica aprovecha la diferencia de temperaturas de licuefacción y solidificación de los diversos compuestos presentes en el biogás crudo. En él se lleva a cabo la reducción escalonada de la temperatura hasta al menos -80°C a presión constante de 10 bar. De tal manera que en cada reducción se pueden obtener el ácido sulfhídrico (-55°C), y el dióxido de carbono (-78°C). Este requiere de compresores, intercambiadores de calor, columnas de destilación, entre otros componentes que vuelven el control del proceso más complejo y especializado, lo cual incrementa la inversión inicial y el costo de operación. A pesar de que el proceso no requiere de sustancias químicas, demanda una gran cantidad de energía. (Ahmed et al., 2021).

- **Membranas**

Esta tecnología consiste en que la sustancia deseada, en este caso, el metano es permeable y atraviesa la membrana, mientras que las no deseadas son detenidas. Es una tecnología que

ha tenido auge y actualmente se aplica en diversos procesos industriales, requiere de control de temperatura, presión, tamaño molecular, carga eléctrica y concentraciones, se pueden emplear una gran cantidad de materiales, como acetato de celulosa u otros polímeros. Esta tecnología nos permite obtener metano con eficiencias registradas desde 92% v/v hasta 97% v/v (con varias membranas), sin embargo, se requieren presiones de flujo desde 20 hasta 40 bar y existe el riesgo de congestión y contaminación de las membranas en caso de que no se remueva adecuadamente el ácido sulfhídrico y el agua previamente. (Ahmed et al., 2021)

Métodos biológicos

- **Tecnología quimio autótrofa**

Esta tecnología consiste en la conversión de CO_2 a CH_4 , los microorganismos utilizan como donante de electrones al hidrogeno o bien el ácido sulfhídrico producido en el proceso de digestión anaerobia. El proceso se puede realizar dentro del biodigestor (in-situ) o a la salida del biogás (ex-situ). (Aworanti et al., 2023)

Dentro del reactor, el reto principal es el control del pH, ya que este tiende a elevarse hasta 8.5 provocando la inhibición de la actividad dentro del biodigestor. Como solución se ha planteado la adaptación digestores anaerobios de dos etapas o bien, la co-digestión anaerobia que consiste en emplear al menos dos sustratos diferentes. Con esta tecnología se puede obtener biogás compuesto por al menos 80% metano hasta 100%. (Aworanti et al., 2023)

Con tecnología ex-situ se realiza la conversión de CO_2 a CH_4 pero se emplea el biogás de salida, aunque su limitante es la transferencia de masa del biogás al medio, sin embargo, permite obtener biogás compuesto por al menos 79% de metano y convierte al menos el 71% del CO_2 en CH_4 . (Aworanti et al., 2023).

- **Tecnología fotoautótrofa**

Se emplean organismos con capacidad fotosintética como las microalgas (por ejemplo, Chrorella) en fotobiorreactores los cuales secuestran el dióxido de carbono que aprovechan como fuente de carbono para su actividad fotosintética, de esta manera se puede recuperar el 97% del metano. Se deben seleccionar especies resistentes al metano y la producción de oxígeno es una desventaja del método (Aworanti et al., 2023)

Métodos químicos

Los métodos químicos se basan en la transferencia de masa del biogás a otra sustancia. Existe una gran variedad de absorbentes que se pueden emplear como las aminas, las soluciones de hidróxido de sodio, hidróxido de calcio, hidróxido de magnesio e hidróxido de potasio, entre otras. (Aworanti et al., 2023)

Este método funciona a presión atmosférica y toleran la presencia de ácido sulfhídrico hasta concentraciones de 300 ppmv.(Ahmed et al., 2021), por lo que resultan características ventajosas en comparación con los métodos y tecnologías discutidas anteriormente.

La absorción química mediante adsorbentes a base de aminas como la etanolamina y la dietanolamina es de los métodos más desarrollados, desde hace al menos 70 años se emplea para remover impurezas y CO₂ del gas natural, a pesar de ello el método tiene la desventaja de que los solventes se degradan, provocan la corrosión del equipo y el proceso de regeneración es altamente demandante de energía. (Han et al., 2011)

Al momento de seleccionar la sustancia absorbente se deben considerar sus características y limitantes, ya que, en caso de las aminas, la presencia de oxígeno en el biogás puede producir la degradación de la amina, de tal manera que la sustancia generada resulta tóxica y promueve la formación de sales y corrosión.(Ahmed et al., 2021).

La solución acuosa de hidróxido de Calcio (Ca(OH)₂) es un solvente efectivo para la absorción de CO₂. (Han et al., 2011). Ahmed et al. (2021) menciona que las soluciones de hidróxido de calcio en comparación con las de hidróxido de magnesio (Mg(OH)₂) presentan mayor eficiencia de obtención de biometano, para este trabajo se ha contemplado este absorbente como opción de remoción de CO₂ del biogás, por lo que a continuación se ahondará más en este tema.

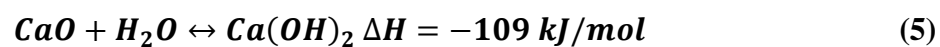
Adsorción de CO₂ con Hidróxido de Calcio

La mineralización del Carbono es un proceso prometedor para la captura y almacenamiento del dióxido de carbono. Esta consiste en captar el CO₂ y almacenarlo en forma sólida, para esto se presenta como alternativa absorbente el hidróxido de Calcio (Ca(OH)₂) (Madhania et al., 2020).

En el contexto de la purificación de biogás, el Ca(OH)₂ se utiliza por su capacidad de reaccionar con el dióxido de carbono (CO₂) para formar carbonato de calcio (CaCO₃). (Awe et al., 2017). La captura de CO₂ mediante hidróxido calcio se basa en la reacción de carbonatación del Calcio. Además, algunos estudios han planteado esta reacción en combinación con la de Calcinación/carbonatación como método de almacenamiento de energía. (Carro et al., 2023).

El hidróxido de calcio es un material relativamente económico debido a la abundancia de su materia prima y la eficiencia de los procesos de producción (De Godos et al., 2022).

El Ca(OH)₂, es un compuesto abundante en el producto comercial de cal hidratada, se obtiene a partir de óxido de calcio, también conocido como cal viva, que a su vez se produce por la calcinación de carbonato de calcio (CaCO₃) (Carro et al., 2023) o la piedra caliza. La reacción de obtención de hidróxido de calcio se describe a continuación:



La producción de hidróxido de calcio es un proceso bien establecido y ampliamente utilizado en diversas industrias, incluyendo la construcción, el tratamiento de aguas y la agricultura. La tecnología para la producción de hidróxido de calcio ha sido optimizada para ser altamente eficiente y económica (Baena-Moreno et al., 2023).

Los costos operativos también son bajos, ya que el proceso de reacción con CO₂ es simple y no requiere condiciones extremas de temperatura o presión. Además, el hidróxido de calcio es fácil de manejar y almacenar, lo que reduce los costos logísticos. (Madhania et al., 2020).

La reacción que sucede al captar el dióxido de carbono del biogás con hidróxido de calcio se muestra a continuación (Han et al., 2011), en la cual se observa una reacción reversible debido al ciclo de carbonatación del calcio y requiere de temperaturas superiores a 550°C para revertir la reacción, por lo que en condiciones ambientales es una reacción estable.



Normativas y estándares relacionados con la calidad del biometano

El control de la calidad del biometano que se podría destinar a inyección a las redes existentes de gas natural es esencial, ya que los compuestos como el oxígeno (O₂), dióxido de carbono (CO₂) y ácido sulfhídrico (H₂S) elevan los costos operativos por la corrosión de infraestructura. Además, garantizar la calidad adecuada del gas en las redes de distribución impacta directamente en la seguridad del suministro, la eficiencia energética y la protección de equipos y usuarios finales.

En el contexto de la transición energética para el año 2025, aún existen vacíos normativos, como lo es el establecimiento de límites claros y armonizados para la composición de biometano, de forma que pueda cumplir con funciones equivalentes al gas natural.

A nivel internacional, no se ha establecido una composición estándar, sin embargo, diversos países han adaptado especificaciones técnicas adaptadas a las condiciones y requerimientos de sus propias redes de gasoductos.

En Europa, las normas EN 16723-1: Biometano para inyección en redes de gas natural. y EN 16723-2: Biometano y gas natural como combustible para vehículos representan los principales referentes técnicos.

En México, aún no se cuenta con una norma técnica oficial vigente específica para el biometano. No obstante, es posible recurrir a la NOM-01-SECRE-2010, que establece las especificaciones de calidad del gas natural que circula por los gasoductos del territorio mexicano. En la tabla 3 se muestra un extracto de los límites definidos en la normatividad, los límites se separan en dos zonas, la zona sur y el resto del país. En la zona sur del país los límites de calidad son menos exigentes en cuanto al contenido de metano y nitrógeno. En

cuanto a metano, la norma limita un contenido mínimo de metano de 83.00% v, comparado con el resto del país que solicita 84.00% v. Mientras que, para el nitrógeno, se permite un límite máximo de 6.00% v, comparado con el resto del país cuyo límite máximo es de 4.00%.

Las dos diferencias mencionadas anteriormente provocan que el poder calorífico y el índice de Wobbe se modifiquen de manera proporcional.

En cuanto al contenido de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono en el gas natural, ambas zonas del país limitan el contenido a 6 ppm y 3.00% v respectivamente.

Tabla 3. Especificaciones del gas natural en gasoductos en México según la NOM-001-SECRE-2010.

Propiedad	Unidades	Zona sur	Resto del país
Metano (CH₄) mín.	% v	83.00	84.00
Oxígeno (O₂) máx.	% v	0.20	0.20
Dióxido de carbono (CO₂) máx..	% v	3.00	3.00
Nitrógeno (N₂) máx..	% v	6.00	4.00
Etano máx.	% v	11.00	11.00
Humedad (H₂O) máx..	ppm (mg/m ³)	110.00	110.00
Ácido sulfhídrico (H₂S) máx.	ppm (mg/m ³)	6.00	6.00
Azufre total (S)- Max.	ppm (mg/m ³)	150.00	150.00
PCS mín.	MJ/m ³	36.80	37.30
PCS máx..	MJ/m ³	43.60	43.60
Índice Wobbe mín.	MJ/m ³	47.30	48.20
Índice Wobbe máx.	MJ/m ³	53.20	53.20

La ausencia de regulación de calidad de biometano en México representa un área de oportunidad para impulsar el aprovechamiento de alternativas energéticas limpias, sin embargo, debido a que este biocombustible se busca aprovechar en las mismas aplicaciones

que el gas natural, la consideración de la NOM-001-SECRE-2010 como referencia técnica garantiza el aprovechamiento energético comparable con las del gas natural en el territorio mexicano.

Con el objetivo de delimitar límites eficiencia de remoción de H₂S y CO₂ para asegurar la aplicabilidad del sistema en otros territorios geográficos, se han comparado normativas sobre el uso del biometano y el gas natural a nivel internacional, las cuales se presentan en la tabla 4.

Respecto al contenido de H₂S el límite mínimo permitido es de 3.5 ppm, mientras que el límite máximo permitido es de 5 ppm en el caso de Suiza. Los límites establecidos son mas exigentes que la normativa de referencia mexicana. Respecto al contenido de CO₂, la normatividad más estricta solicita contenido de CO₂ menor al 2.00% v, mientras que la menos estricta solicita contenido de CO₂ menor al 5.00% v, para este caso, los límites establecidos en la normatividad mexicana pertinente se encuentran a nivel de exigencia de la normativa internacional.

Tabla 4. Límites internacionales de calidad de biometano.

País	Normativa/Entidad	Límite de H₂S	Límite de CO₂
Estados Unidos	ASTM D7833, Federal Pipeline Standards (FERC), PG&E Interconnection Tariff	4 ppm	≤ 1–3 % v
Alemania	DVGW G260/G262 (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches)	≤ 5 mg/m ³ (~3.5 ppm)	≤ 5 % v
Francia	GRDF & GRTgaz Technical Guide, NF EN 16723-1	≤ 5 mg/m ³ (~3.5 ppm)	≤ 3 % v.
Suiza	SVGW Guidelines, Swiss Gas Industry Specifications	≤ 5 ppm	≤ 6 % v (local) ≤ 3 % v (para inyección continua)
Reino Unido	GS(M)R (Gas Safety (Management) Regulations), National Grid NTS Specification	≤ 5 mg/m ³ (~3.5 ppm)	≤ 2.0 % v.

Debido a que el objetivo de diseñar un sistema de purificación de biogás es garantizar que el producto final, es decir el biometano, cumpla con los estándares del gas natural, se recomienda diseñar sistemas que alcancen una pureza de metano superiores al 95 % v, con niveles de $\text{H}_2\text{S} \leq 5 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ y $\text{CO}_2 \leq 5 \%$ v, lo cual asegura su aceptación en mercados regulados y su adecuación técnica para diversas aplicaciones.

Capítulo 2. Estado del arte.

Con el fin de contextualizar el desarrollo tecnológico y científico del que partimos para el desarrollo del sistema de purificación de biogás, resulta relevante presentar un panorama internacional y nacional sobre la producción del bioenergético, analizar tendencias actuales, identificar áreas de oportunidad que se pueden abordar.

Panorama global y nacional de producción de biometano

La digestión anaerobia es una tecnología con siglos de historia para la valorización de residuos orgánicos, no obstante, en las últimas décadas, la urgencia climática ha intensificado el interés por convertir estos residuos en biocombustibles y otros productos de valor agregado. Este desarrollo ha sido heterogéneo a nivel mundial, pues algunos países han impulsado con mayor decisión la adopción de estas tecnologías.

A escala global, la producción de biogás se concentra principalmente en Europa, Estados Unidos y China. Aunque la Agencia Internacional de Energía estima que el biometano podría cubrir una cuarta parte de la demanda mundial de gas natural, actualmente únicamente representa 1.0% del consumo global (Zeniewski et al., 2025).

En 2023, Europa generó el 50% del biogás mundial, Alemania aportó el 40% de la producción del continente, mientras que Dinamarca, país que ha consolidado una política fuerte de descarbonización del sector gas, logró cubrir 40% de su demanda nacional y aportar 35% de la producción europea. (Zeniewski et al., 2025)

En China, la producción se desarrolló inicialmente a escala doméstica; sin embargo, en años recientes se han impulsado instalaciones industriales con mayor capacidad. India y Tailandia representan el 13% de la producción global de biogás. En particular, India destaca por contar con flota vehicular basada en gas natural comprimido, lo que crea un mercado potencial para el biometano como combustible. (Zeniewski et al., 2025)

En el continente americano, Brasil es el mayor productor de bioenergía; sin embargo, el biogás sigue siendo uno de los bioenergéticos menos explotados. El biogás proviene mayoritariamente del tratamiento de residuos sólidos urbanos, y el país ha promovido plantas de pequeña escala al reconocer su contribución a la flexibilidad de la red eléctrica. En Estados Unidos, la recuperación del biogás producido en los rellenos sanitarios constituye la principal

fuentes de biogás, y los costos de producción pueden ser competitivos frente al gas natural fósil. (Zeniewski et al., 2025)

En África, el biogás desempeña un papel clave especialmente en zonas rurales de Etiopía, Ruanda y Kenia, donde se utiliza para cocinar y generar electricidad. Su adopción tiene un fuerte componente social, ya que sustituir leña o queroseno con biogás ha permitido evitar aproximadamente 2.7 millones de muertes prematuras relacionadas con la inhalación de humo doméstico (Zeniewski et al., 2025).

A nivel global, el 80% del biogás se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica y térmica, mientras que solo el 20% se somete a procesos de purificación para producir biometano, el cual se emplea como combustible vehicular o se inyecta en redes de gas natural. La baja proporción de biogás purificado se debe a la deficiencia de tecnologías viables para la refinación del biogás.

A nivel global no existe un panorama unificado en cuanto al aprovechamiento del biogás, sino que se ha desarrollado acorde a las necesidades energéticas de cada territorio. Los países como China e India, donde el costo del gas natural suele ser más elevado han impulsado su producción en diversas escalas. Particularmente, en México, el panorama tecnológico es heterogéneo y a continuación se ahondará más en él.

Biodigestores en México

De acuerdo con Llamas de la Torre (2018), en el país existían 721 sistemas de digestión anaerobia, ubicados principalmente en Coahuila, Durango, Jalisco, Puebla, Sonora y Tamaulipas. No obstante, la expansión de esta tecnología enfrenta obstáculos significativos, entre ellos un marco regulatorio poco robusto para el aprovechamiento energético de los residuos y altos costos de inversión, operación y mantenimiento, especialmente en comparación con los rellenos sanitarios.

Algunos de los proyectos de tratamiento de residuos orgánicos más relevantes destacan:

- **Atacomulco, Estado de México**

Emplea un reactor de digestión húmeda continua con capacidad de 4,241 m³, el cual procesa residuos sólidos urbanos (RSU), lodos de plantas de tratamiento de agua residual (PTAR). Se reporta una producción de 2,400 m³·día⁻¹ de biogás. (Llamas de la Torre, 2018)

- **Mérida, Yucatán**

El proyecto está planteado para que el biodigestor instalado en una planta de separación de residuos en la ciudad de Mérida pueda tratar entre 244 y 400 toneladas diarias de residuos orgánicos, el biogás generado será capturado para su aprovechamiento energético, funcionando en condiciones mesófilas, reportando tiempos de retención hidráulica de 15 días. La planta de tratamiento de residuos estima generación de 94,219 m³·día⁻¹ de biogás en 2024. El biogás se plantea aprovechar para generación de energía, sin embargo, el reporte especifica que se hará por medio de membranas, pero no especifica las condiciones operativas o detalles de funcionamiento. (Merida Municipal Solid Waste to Energy, 2015).

- **Milpa Alta, Ciudad de México**

El proyecto se diseñó para el tratamiento de residuos de verduras, principalmente el nopal proveniente de la zona y el Centro de Acopio y comercialización de Nopal de la Delegación. Este cuenta con una capacidad de generar 105.7 m³·día⁻¹ de biogás el cuál se aprovecha para la generación de energía eléctrica del proyecto y el centro de acopio.

Generación eléctrica a partir de biogás en rellenos sanitarios en México

El aprovechamiento de biogás en México también se encuentra instalado en diversos rellenos sanitarios, donde la acumulación de los residuos en grandes volúmenes propicia el favorecimiento de condiciones anaerobias, aptas para la proliferación de bacterias anaerobias que producen principalmente metano y dióxido de carbono, el cual se recupera y se aprovecha para la generación de energía eléctrica. La tabla 5 presenta los sitios con permisos de generación eléctrica otorgados por la CRE, basados en datos reportados por Llamas de la Torre (2018). El relleno sanitario “Puerto de Chivos” en Atizapán, Estado de México es el de menor capacidad autorizada, la cual es de 0.6 MW, mientras que, la mayor capacidad autorizada (16.96 MW) se encuentra en el relleno sanitario “Salinas Victoria” en Monterrey, Nuevo León.

Tabla 5. Rellenos sanitarios con permisos otorgados por la CRE para la cogeneración y autoconsumo de electricidad generada del biogás. Elaboración propia con datos de Gutierrez (2018).

Relleno Sanitario	Ubicación	Operador	Residuos que recibe (t·día⁻¹)	Consumo de biogás (m³·día⁻¹)	Capacidad autorizada (MW)
Salinas Victoria	Monterrey, Nuevo León	Simeprode	5,000	227,827.40	16.96
Ciudad Juárez	Cd. Juárez, Chihuahua	Biogás de Juárez	1,200	37,838.36	6.40
San Nicolás	Aguascalientes, Aguascalientes	Ayuntamiento	914	28,920.55	3.20
Saltillo	Saltillo, Coahuila	Ayuntamiento	600	21,895.89	2.12
Querétaro	Mompaní, Querétaro	Proactiva	750	34,558.90	2.75
Durango	Durango, Durango	Ayuntamiento	400	16,438.36	1.60
La Perseverancia	Cuautla, Morelos	Operadora de Ferrocarril y Rellenos Sanitarios	800	5,479.45	1.06
Puerto de Chivos	Atizapán, Estado de México	Ayuntamiento	500	8,328.77	0.60

El aprovechamiento del biogás producido por los residuos para la generación eléctrica permite aprovechar esa energía en diferentes operaciones unitarias que se llevan a cabo en el lugar, reduciendo el consumo eléctrico de la red y los efectos ambientales que este servicio implica, además, la captura del metano y su aprovechamiento evitan que sea emitido a la atmósfera, reduciendo el impacto ambiental asociados a los residuos.

Generación de energía a partir de biogás en PTAR de México

Otra fuente relevante de sustratos para digestión anaerobia son los lodos generados en las plantas de tratamiento de agua residuales (PTAR), debido a su contenido de materia orgánica susceptible a su degradación.

En México existen aproximadamente 2,500 PTAR, sin embargo, únicamente 27 cuentan con digestores anaerobios, de estos únicamente 9 aprovechan el biogás para la generación de energía; el resto de PTAR también producen lodos residuales, pero estos son llevados a rellenos sanitarios y una menor cantidad a compostaje, por lo que contribuyen a los efectos climáticos asociados a los residuos (Gutiérrez, 2018).

A continuación, se describen algunas de las PTAR reportadas por Llamas de la Torre (2018):

- **PTAR Agua Prieta, Jalisco**

En 2014 la planta contaba con seis reactores anaerobios con capacidad de $14,000 \text{ m}^3 \cdot \text{día}^{-1}$, lo cual permitía que la energía generada por el biogás obtenido cubriera 90% del consumo eléctrico de la planta.

- **PTAR Dulces Nombres, Nuevo León**

Aunque el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA) estimó que se pueden producir diariamente $68,388 \text{ m}^3$ de biogás, la PTAR únicamente genera $44,500 \text{ m}^3 \cdot \text{día}^{-1}$ de biogás. A pesar de contar con permiso de cogeneración otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el biocombustible no es aprovechado y este es quemado debido a fallas en el sistema de generación eléctrico.

- **PTAR Norte, Nuevo León**

A pesar de contar con permiso de autoabastecimiento con capacidad autorizada de 1.6 MW otorgado por la CRE y potencial de producción de biogás de $29,924 \text{ m}^3 \cdot \text{día}^{-1}$, la planta no produce energía eléctrica con sus lodos y únicamente son quemados.

- **PTAR León, Guanajuato**

La planta cuenta con un permiso de autoabastecimiento otorgado en 2011 por la CRE, genera energía eléctrica y térmica con el biogás generado ($12,450 \text{ m}^3 \cdot \text{día}^{-1}$), permitiendo satisfacer la demanda energética de la PTAR mediante su aprovechamiento en calderas.

- **PTAR Principal, Coahuila**

La tratadora de aguas residuales domésticas e industriales cuenta con permiso de cogeneración otorgado por la CRE con capacidad de generación de 0.86 MW, con capacidad de cubrir 70% del consumo energético de la planta debido a sus dos biodigestores de $9,354 \text{ m}^3$ cada uno, instalados para la estabilización de lodos con potencial de producir $14,240 \text{ m}^3 \cdot \text{día}^{-1}$ de biogás.

- **PTAR El Ahogado, Jalisco**

La planta tratadora del agua residual del sur de la Zona Metropolitana de Guadalajara cuenta con un permiso de cogeneración con capacidad autorizada de 2.83 MW debido a su potencial de producción de $19,950 \text{ m}^3 \cdot \text{día}^{-1}$ de biogás, permitiendo cubrir 60% del consumo energético de la PTAR.

Gutiérrez (2018) también identifica como sectores estratégicos al pecuario, alimentos y bebidas y cultivos dedicados. Dentro de la industria alimentaria, destacan las empresas productoras de jugos de fruta, tequila, harina de maíz y lácteos.

En las tequileras, el bagazo puede cubrir hasta 60% del consumo energético y las vinazas hasta 20%.

En el sector del maíz, el nejayote, líquido residual del proceso de nixtamalización, es otro sustrato valioso; empresas como Grupo Gruma ya cuentan con biodigestores para su valorización en Yucatán, Nuevo León y Chiapas.

El análisis permitió identificar que el potencial de producción de biogás para la generación de energía no es aprovechado en el territorio nacional, en consecuencia, las actividades de tratamiento de residuos y agua representan un impacto ambiental negativo debido a la emisión de GEI a la atmósfera, así como el daño al suelo por los lixiviados producidos, entre otros.

Algunas de las razones por las que no se ha impulsado el aprovechamiento del biogás como bioenergético a pesar de los beneficios ambientales que representa son la falta de infraestructura viable para su purificación y el desinterés por parte de inversores o del gobierno para su implementación. Esta situación pone en manifiesto la necesidad de contar con sistemas de purificación adecuados a las condiciones operativas reales de los biodigestores, lo que justifica el estudio del dimensionamiento y diseño de sistemas eficientes, económicos y escalables.

Justificación del dimensionamiento del sistema de purificación

Conocer el contexto global y nacional del biogás permite identificar las necesidades, barreras y oportunidades para el uso del biocombustible gaseoso. Esto resulta fundamental para diseñar un sistema de purificación que impulse la producción de biometano y contribuya a la transición energética en México.

El reporte de inteligencia tecnológica de biocombustibles gaseosos realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) ha clasificado los biodigestores por escala y aplicación:

- **Sector doméstico (<25 m³ biogás·h⁻¹)**

Incluye sistemas instalados en viviendas, comunidades rurales y pequeñas granjas. Ortiz et al. (2015) señala que su éxito depende de diseños compactos, económicos y de fácil mantenimiento, pues la falta de capacitación técnica conduce con frecuencia al abandono.

- **Sector productivo (25–1,000 m³ biogás·h⁻¹)**

Común en granjas, pequeñas agroindustrias, Ortiz et al. (2015) identificó que 83% de los biodigestores de escala comercial tienen tamaños menores a 125 m³, además cuando la capacidad es mayor a 125 m³, el biogás generado se suele subutilizar, es decir, una parte de

este biogás no se aprovecha energéticamente si no que es quemado, esto se debe a que no cuentan con la tecnología suficiente para darle más aplicaciones al biocombustible.

En 2018 existían más de 720 unidades de biodigestión, sin embargo, Gutierrez (2018) afirmó que la mayoría se encontraban fuera de servicio debido a su corto periodo de vida útil y sus bajos rendimientos.

- **Sector industrial (>1,000 m³ biogás·h⁻¹)**

Son plantas industriales como las que operan en rellenos sanitarios o PTAR antes mencionadas, el problema principal a escala industrial se basa en el exceso de efluente o digestato y la carencia de valorización como biofertilizante, así como los costos elevados de mantenimiento.

El análisis de las capacidades de producción de biogás permite evaluar a que escalas se ajusta el sistema de purificación de biogás planteado. Sin embargo, resulta indispensable la revisión de estudios previos enfocados en la obtención de biometano. El análisis de los trabajos anteriores permite identificar tecnologías empleadas, condiciones que se han probado y eficiencias reportadas, con el fin de establecer una línea base con el estado actual del conocimiento e identificar ventajas o retos que el sistema presenta comparados con los resultados ya reportados.

Estudios previos sobre obtención de biometano

El biogás es una opción renovable al gas natural, el cual también permite la valorización de residuos sólidos urbanos orgánicos y representa una opción para la obtención de una fuente de energía para las comunidades rurales lejanas a las instalaciones de gasoductos y otras fuentes de energía. (Jepleting et al., 2025). Sin embargo, para que su potencial sea comparable a la del gas natural es necesario someterlo a procesos de purificación y limpieza, de tal manera que se obtenga un gas con mayor número de metano. Para ello se han adaptado algunas tecnologías de endulzamiento de gas natural, los cuales son procesos que ya cuentan con desarrollo tecnológico, algunos de ellos consisten en lavados cáusticos, lavados con aminas o procesos criogénicos, los cuales permiten la obtención de la calidad del gas natural como lo exige la normatividad. Además, debido a los grandes volúmenes que se extraen del

combustible fósil, el gas natural presenta costos competitivos a pesar de los costos que suelen ser los procesos. (Faramawy et al., 2016).

El proceso de endulzamiento del gas natural produce residuos peligrosos como las aminas o soluciones causticas concentradas y suelen demandar cantidades exuberantes de energía, sin embargo, debido al volumen de extracción la tasa de retorno energético y económico continúa siendo viable. (Ryckebosch et al., 2011). En cambio, cuando las tecnologías se adaptan a la producción de biogás el volumen de producción significativamente menor a la del gas natural, afectan el retorno energético provocando que no sea un recurso energético económicamente viable.

La tabla 6, presenta un análisis de diversas tecnologías evaluadas para la obtención de biometano en literatura, las cuales exploran diferentes alternativas de absorción y adsorción de CO₂ y H₂S con diferentes sustratos y arreglos, así como las condiciones de operación reportadas y las eficiencias o rendimientos obtenidos en cada caso.

Tabla 6. Artículos publicados respecto a obtención de biometano.

ID	Autor, año y país	Título	Objetivo	Metodología	Conclusión
1	Maizirwan Mel Wan Noor Laili Sany Izan Ihsan 2014 Malaysia	<i>Purification of biogas by absorption into calcium hydroxide Ca (OH)₂ solution</i>	Evaluar el proceso de absorción de CO ₂ y H ₂ S mediante soluciones en concentraciones variadas de cal y agua.	Se hicieron las tres mezclas a diferentes concentraciones (4, 9 y 14 % w/v). Se utilizó un filtro de PVC de 4 pulgadas de diámetro y 3 pies de largo.	La mejor eficiencia de remoción de CO ₂ (71%) se obtuvo con una concentración de 14% w/v, flujo del gas de 1.0 l/min, registrando que se absorben 1.5x10 ⁻⁴ kg de CO ₂ por cada kg de Ca (OH) ₂ , sin embargo, durante estos experimentos no utilizaron una columna empacada, menciona el artículo que usando una columna empacada es posible absorber entre 0.18 kg de CO ₂ por cada kilogramo de Ca (OH) ₂ .
2	Manjula Das Ghatak 2016 India	<i>Biogas Purification using Chemical Absorption</i>	Estudiar la absorción de CO ₂ mediante el uso de cal para el mejoramiento del biogás.	Se fabricó un filtro para la mejora del biogás usando Ca(OH) ₂ . Las dimensiones del filtro fueron de 12 cm de diámetro y 20 cm de largo. Variaron el flujo del gas (1, 2,3,4 y 5 LPM) y la presión (1-5 bar).	Los mejores resultados de absorción del biogás se obtuvieron con flujos de 1 LPM a 5 bar. Alcanzando una composición de 97.7 % de CH ₄ y 1.34% de CO ₂ .

3	Aphichat Srichat, Ratchaphon Suntivarakorn, Khanita Kamwilaisak 2017 Tailandia	<i>A Development of Biogas Purification System Using Calcium Hydroxide and Amine Solution</i>	Comparar la absorción de CO ₂ mediante diferentes soluciones como agua pura, Ca(OH) ₂ a 0.1 mol, Ca(OH) ₂ a 0.2 mol, Mono Etanol Amina (MEA) 0.1 mol y Mono Etanol Amina a 0.2 mol.	Se empleo una torre de aspersión para evaluar la absorción de CO ₂ mediante diferentes soluciones de Ca(OH) ₂ y MEA. El flujo de biogás se varió a 5, 10 y 15 l/min, mientras que el flujo de las soluciones se varió a 10, 20, 30 l/min. Cada experimento duro 30 min. Se midió la composición del gas antes y después de entrar al sistema.	La solución más efectiva para la absorción fue la de Ca(OH) ₂ a 0.2 mol, la cual dio una razón de metano de 89.3% con un flujo de biogás de 30 l/min y de 5 l/min de la solución.
4	M. B. Kulkarni, P.M. Ghanegaonkar 2019 India	<i>Hydrogen sulfide removal from biogas using chemical absorption technique in packed column reactors.</i>	Evaluar diferentes sustratos como la monoetanolamina(10% v), hidróxido de sodio (1.5 M), hidróxido de calcio (1 M), carbón activado y óxido de hierro como adsorbente de H ₂ S en reactores de columnas empacadas.	Se utilizaron reactores de columna empacada con capacidad de 1.2 litros, utilizando únicamente 1 litro con la solución y para el caso de los adsorbentes sólidos como el óxido de hierro se vertieron 500 g del material. Se evaluaron diferentes columnas de purificación, con variaciones de flujo y presiones del gas diferentes. La presión manométrica del biogás a la salida del biodigestor es de 1.0466 bar, en su composición tenía 790 ppm de ácido sulfhídrico. Se pasó el biogás a través de las columnas con un flujo de 2 LPM con una presión de 2.5 cmHg. Posteriormente se evaluó como afecta la velocidad de flujo (5, 7.5 y 10 LPM) y la presión(2.5, 5 y 7.5 cmHg).	La esponja de hierro se puede regenerar al exponerlo al oxígeno. Se registró una eficiencia del 70% al remover el H ₂ S con óxido de hierro. Se obtuvo que el óxido de hierro se puede utilizar al menos 5 veces, además fue el más económico de todos los sustratos usados. Mostrando los resultados de eficiencia más altos al retirar el H ₂ S e incluso CO ₂ . Concluyeron que el óxido de hierro es la opción más viable al comparar costos y su capacidad de regeneración.

5	U. Riyadi G. A. Kristanto C. R. Priadi. 2018 Indonesia	<i>Utilization of steel wool as removal media of hydrogen sulfide in biogas</i>	Identificar las características de la esponja de hierro (Steel wool), principalmente la concentración de H ₂ S permisible previa a su reducción considerable de eficiencia para purificar el biogás.	Se empleo una columna de PVC de 2" de diámetro y 100 cm de largo. El biogás probado contenía entre 68 y 111 ppm de H ₂ S. La temperatura del sistema de purificación estuvo entre 29 y 33 °C. Se empleo un flujo de biogás en la columna de 0.1 L/min. Se estudio la esponja de hierro antes y después de la adsorción mediante SEM.	Al salir de la columna de purificación el biogás contenía máximo 21 ppm de H ₂ S. obteniendo 97% de eficiencia del sistema.
6	Francisco M. Baena-Moreno, Cameron AH Price Estelle le Saché Laura Pastor-Pérez 2019 España	<i>Physicochemical comparison of precipitated calcium carbonate for different configurations of a biogas Upgrading unit.</i>	Caracterizar los productos de la absorción de CO ₂ .	Se emplearon métodos de caracterización como FTIR, Raman, XRD y SEM para caracterizar los productos de la reacción de absorción de CO ₂ .	El carbonato de calcio obtenido de la absorción de CO ₂ se puede usar en diferentes aplicaciones industriales, como en la industria cementera.
7	Suci Madhania, K. Kusdianto, Siti Machmudah, Tantular Nurtono 2020 Indonesia Citar esta fuente en el planteamiento del problema	<i>Biogas quality upgrading by carbon mineralization with calcium hydroxide solution in continuous bubble column reactor</i>	Evaluar la absorción de CO ₂ mediante un sistema a contracorriente por burbujeo y una solución de Ca(OH) ₂ .	Se empleo una columna de 7.3 cm de diámetro y 100 cm de largo con un platillo distribuidos de gas con orificios de entre 0.5 y 1 mm de diámetro. La presión del gas fue de 1.1 atm. La solución de Ca(OH) ₂ se dispersó desde la parte superior de la columna con flujos de 200, 250, 300 y 350 ml/min. Mientras que el biogás se introdujo por la parte inferior de ella con flujos de 500,600,700 y 800 ml/min. La concentración de la solución fue de 3.06 g CaO/L, el punto de dispersión de la solución se colocó a	La absorción del CO ₂ depende directamente de la velocidad superficial del biogás, el flujo de la solución de Ca(OH) ₂ y el largo del reactor. Los resultados mostraron que la absorción de CO ₂ incrementa proporcionalmente al flujo de la sustancia absorbente, La mejor eficiencia de absorción obtenida con este método fue de 79.34%. Económicamente hablando resulta más viable el incrementar el flujo de la sustancia absorbente que aumentar la concentración de la solución de Ca(OH) ₂ . La absorción se mejoró cuando se colocó la

				<p>alturas variadas entre 50 y 80 cm.</p> <p>Se estudio la composición final del biogás mediante un cromatógrafo de gases y el carbonato de calcio precipitado (PCC) se filtró, se secó a 60°C y se caracterizó mediante difracción de rayos X (XRD).</p>	<p>columna de la solución a una altura de 80 cm ya que se incrementa el tiempo de residencia y el área interfacial de la solución.</p> <p>La absorción de CO₂ incrementa proporcionalmente al incremental el flujo de la solución mientras que se ve desfavorecida al incrementar el flujo del gas.</p>
8	<p>Marc Lincke Uwe Petasch Uwe Gaitzsch Andreas Tillmann Michael Tietze Falko Niebling</p> <p>2020</p> <p>Alemania</p>	<p><i>Chemoadsorption for Separation of Hydrogen Sulfide from Biogas with Iron Hydroxide and Sulfur Recovery</i></p>	<p>Comprobar la eficiencia de remoción, así como la regeneración del hidróxido de hierro para separar el ácido sulfhídrico del biogás.</p>	<p>Este método propone la desulfuración de la esponja de hierro mediante un método térmico.</p> <p>La esponja empleada es a base de níquel recubierto con un material catalítico a base de hierro, las ventajas que tiene el uso de este material es que permite una buena adhesión catalítica, permite flujo turbulento del gas y brinda estabilidad térmica.</p> <p>El material se instaló en un módulo de vidrio con un diámetro interno de 12 mm y 16 mm de largo.</p> <p>Se agregaron 0.5 g de adsorbente, el flujo del gas fue de arriba hacia abajo y se montó una capa de lana de vidrio en la parte inferior y posterior del filtro, el cual sirve como material resistente a la transmisión de calor.</p> <p>El medio de reactivación o regeneración del hidróxido de hierro es oxígeno o bien, aire.</p>	<p>El principal obstáculo es la disponibilidad del agua.</p> <p>La razón por la que el hidróxido de hierro es beneficioso para la desulfuración es por su estructura con mesoporos y microporos, así como su baja cristalinidad.</p> <p>Algunos retos que superar durante el montaje fueron las pérdidas de presión, las turbulencias en la cama del adsorbente y el desplazamiento de la lana de vidrio.</p> <p>La adsorción del H₂S se ve influenciada por el tiempo de retención, la humedad del gas y la presión.</p> <p>Al reactivar la espuma queda azufre remanente, lo cual reduce la superficie activa en cada recuperación del hidróxido de azufre y reduce su eficiencia.</p> <p>El método permite obtener azufre elemental y darle otra aplicación como en la producción de fertilizantes.</p> <p>Otro beneficio de este es que después de usar el filtro este no es un desecho ya que se puede reciclar al someter la materia a fundir.</p> <p>La capacidad de absorción aumenta hasta 10 veces en</p>

					<p>comparación con el uso de Fe₂O₃.</p> <p>Se lleva a cabo una reacción exotérmica por lo que es importante el control de la temperatura para evitar la ignición de los compuestos orgánicos.</p>
--	--	--	--	--	---

Los estudios recuperados en la tabla anterior fueron seleccionados debido a que emplean materiales similares a los seleccionados para el presente proyecto, el óxido de hierro y el hidróxido de calcio, sin embargo, la tecnología empleada es diferente, en ellos se emplean los sustratos en solución y se aplican columnas de adsorción, aspersion o burbujeo. En cambio, el presente estudio plantea realizar procesos de adsorción en un medio sólido para favorecer la difusión del gas a través de la columna para evitar el consumo energético que demanda el proceso de compresión en medios líquidos.

En este caso se propone la adsorción del sulfuro de hidrógeno (H₂S) a partir de óxido de hierro (III) obtenido del proceso de valorización de residuos de viruta de hierro de talleres metalmeccánicos y el uso de cal hidratada como fuente de hidróxido de calcio en esferas para favorecer el índice de retorno de energía con esta tecnología.

El análisis del estado del conocimiento actual ha permitido sentar las bases científicas de funcionamiento del sistema y las brechas del conocimiento existentes, ya que no se encontró reportado este material en una interacción sólido-gas para la remoción de CO₂ del biogás.

Debido a que el proceso de maduración tecnológica se refleja en la generación de modelos de protección intelectual como las patentes y los modelos de utilidad, resultó relevante realizar una búsqueda extenuante de las tecnologías existentes para asegurar originalidad, innovación y aplicabilidad del sistema evaluado en este trabajo, a continuación, se detallan los sistemas similares con proceso de protección intelectual.

Estado de la técnica

En la revisión bibliográfica se han incluido patentes y productos establecidos en el mercado, las cuales se presentan en las tablas 7 y 8 respectivamente. Las patentes se han seleccionado de acuerdo con la similitud de los materiales empleados para el endulzamiento de biogás o corrientes amargas de gas a lo propuesto en el presente proyecto, permitiendo la identificación de ventajas y desventajas del sistema propuesto respecto de los métodos protegidos.

Las patentes elegidas para el proceso de endulzamiento de biogás son diversas en cuanto a su origen y se han analizado con detenimiento para esclarecer las diferencias inventivas al presente proyecto. Estas se detallan a continuación y se resumen en la Tabla 6.

- **MX/E/2019/043530:** La patente describe un procedimiento para la fabricación de un material filtrante a partir de viruta de hierro oxidada, destinado a la remoción de H₂S en biogás. El proceso formación en óxidos en el hierro se lleva a cabo mediante tratamientos ácidos, entre los que se mencionan opciones HCl, H₂SO₄ o CH₃COOH (en concentraciones entre 10–50 % v). Los óxidos de hierro activos aprovechan la afinidad del hierro y el azufre para la adsorción de H₂S. Aunque el enfoque destaca por su sencillez y viabilidad técnica y económica, no se reportan condiciones operativas ni datos experimentales cuantitativos que validen su correcto funcionamiento. Además, en la solicitud de patente se menciona que el sistema requiere el uso de dos columnas en serie para asegurar la concentración de H₂S inferior a 10 ppm, limitando su nivel de madurez tecnológica o TRL por sus siglas en inglés (Technology Readiness Level) a ~3.

En cambio, el sistema de remoción de H₂S planteado en este proyecto, es susceptible a protección intelectual ya que para la oxidación de la viruta para su valorización se empleó únicamente agua corriente por aspersion en ciclos aspersion-secado al ambiente para la producción de capas de óxidos y se requiere únicamente una columna dimensionada adecuadamente para alcanzando concentraciones menores a 3 ppm.

- **DE 102008016248 A1:** Este sistema alemán plantea un método avanzado para la eliminación química de H₂S en biogás mediante adsorción en lechos de hidróxido de hierro(III) y óxidos hidratados de hierro. La innovación clave reside en un diseño que permite la regeneración aeróbica in situ del material activo, sin necesidad de retirarlo del reactor, a través del suministro controlado de oxígeno. Esto permite mantener ciclos operativos continuos con mínimas interrupciones. Aunque presenta ventajas técnicas claras, como la reducción de costos por reposición de materiales, la invención de este proyecto también presenta la opción de regeneración del material y agrega la ventaja de obtención del adsorbente por la valorización de residuos ferrosos. Acorde a lo planteado en la solicitud de patente, se evaluó su TRL a ~4.
- **KR101757118B1:** Esta invención introduce un sistema multietapa de desulfuración que actúa tanto dentro del digester anaerobio como en una columna seca externa. En la primera etapa, se inyecta una solución de sales o hidróxido férricos directamente al digester, reduciendo entre 20 y 30 % del H₂S por precipitación química. Luego, el biogás pasa por una columna empacada con pellets porosos compuestos por una mezcla de lodos celulósicos, Fe(OH)₃, dolomita y nutrientes, la cual remueve hasta el 95 % del H₂S restante mediante reacciones químicas y actividad microbiana de bacterias sulfo-oxidantes. Además, se plantea el uso de un soplador que eleva la temperatura del gas para reducir la humedad relativa, eliminando la necesidad de sistemas de deshumidificación adicionales. El sistema es regenerable por aire y ofrece alta eficiencia, aunque requiere cuidadoso control de parámetros operativos por el uso de microorganismos como agentes endulzadores de biogás. Su TRL se estima en 4, sin embargo, la complejidad del sistema, demanda energética del proceso, demanda de materiales y condiciones operativas específicas del sistema podrían interferir en su viabilidad técnica y económica.

Tabla 7. Patentes publicadas para remoción de H₂S del biogás.

	MX/E/2019/043530	DE 102008016248 A1	KR101757118B1
Título	Proceso para la obtención de un material filtrante para remover sulfuro de hidrógeno del biogás	Método para la eliminación de sulfuro de hidrógeno del biogás	Multistage sulfur removal system
Denominación	Universidad Juárez Autónoma de Tabasco	Energy Solutions De GmbH	Kang Gwang-nam, Heo Mun-su
Estatus	Abandonada (2019)	Expirada (2008)	Activa (2036)
Tipo de sistema de purificación	Adsorción	Adsorción química	Proceso dentro del biodigestor
Materiales empleados	Columnas de sorción con viruta de hierro oxidada para la remoción de H ₂ S.	Hidróxido de hierro (III), óxido férrico hidratado FeO(OH).	Solución química de ion hierro salino o hidróxido férrico
Forma del material activo	Transferencia solido-gas	Lecho fijo con fase sólida	Solución líquida reactiva + pellets porosos
Diseño	Dos columnas en serie con viruta oxidada	Reactor absorbedor con regeneración integrada sin remoción del medio activo.	Digestor anaerobio con inyección líquida con columna seca con pellets porosos
Configuración del sistema	Remoción de H ₂ S (1).	Adsorción de H ₂ S con regeneración aeróbica	Inyección química
Condiciones operativas	ND	Temperatura ambiente	T 29 – 41 °C
Caudal evaluado	ND	ND	ND
Rendimiento reportado	“Trazas mínimas 3.3-10%”	ND	≥ 95 % de remoción
Nivel de concentración de la impureza del biogás crudo a purificar	ND	~1000–3000 ppm típicamente	ND
Propósito	Endulzamiento de biogás	Eliminación de H ₂ S del biogás para su valorización energética segura y continua.	Remoción estable y efectiva de H ₂ S
Aspectos innovadores declarados por la patente	Método de producción de óxidos de hierro (Solución 10-50% v HCl, H ₂ SO ₄ o CH ₃ COOH)	Uso cíclico del material de	Uso combinado de remoción química y biológica en el reactor.

		purificación sin reemplazo.	
Limitaciones técnicas	ND	Dependencia de condiciones aeróbicas controladas - Regeneración lenta comparada con sistemas fisicoquímicos - Requiere purga de metano previa para evitar reacciones peligrosas	Control de condiciones.
Nivel de madurez tecnológica	~3 (No presenta pruebas de laboratorio que demuestren su funcionamiento)	TRL 4	TRL 4

Para el proceso de endulzamiento de gases, se encontraron opciones comerciales, las cuales valen la pena comparar con el material obtenido de óxido de hierro para la identificación de ventajas o áreas de oportunidad a considerar.

- **SulfaTreat (SLB):** Es un producto tecnológico desarrollado por Schlumberger. SulfaTreat es un sistema basado en adsorbentes sólidos de óxidos de hierro (Fe_2O_3 / Fe_3O_4) colocados en un soporte granular. El sistema se utiliza ampliamente en la remoción de H_2S en biogás, gas natural y otras corrientes gaseosas saturadas en líquidos, destacando por su versatilidad y estabilidad operativa, empleada como alternativa a la esponja de hierro. Ofrece una capacidad de remoción de entre 0.55 y 0.72 kg de H_2S por kg de adsorbente, alcanzando concentraciones finales por debajo de 0.1 ppmv de H_2S . Este material no es regenerable, por lo que la disposición de residuos es un área de oportunidad (Bailon & Hinge, 2014)
- **Sulfur-Rite:** Tecnología empacada previamente, la cual emplea óxido férrico. La capacidad de absorción de H_2S es de 0.12 kg H_2S . El material destaca por su rendimiento constante y vida útil prolongada, siendo ideal para sistemas donde no se justifica la instalación de unidades más complejas ni regenerativas. Constituye una alternativa viable para pequeños generadores de biogás o aplicaciones distribuidas, según lo reportado por el productor.

- SULFURTRAP® EX:** Es un sistema de absorción sólida especializado para gases con humedad. Emplea un pellet de hierro de alta reactividad frente al H₂S, alcanzando niveles residuales de este contaminante inferiores a 1 ppm. Una de sus características distintivas es su capacidad para remover también oxígeno disuelto, lo que lo hace compatible con mezclas que contengan trazas de O₂, ideal para sistemas exigentes donde se necesita eficiencia en distintos niveles de humedad y sin requerir condiciones estrictas de operación. Este producto presenta ventajas altamente competitivas y atractivas para aplicaciones de biogás, ya que la humedad y el oxígeno son factores que se regulan en la calidad de combustibles.

La tabla 8 resume las características de cada producto comercial encontrado para la remoción de H₂S en corrientes gaseosas, a grandes rasgos, los tres productos emplean materiales basados en hierro debido a su afinidad con el H₂S y son altamente eficientes, ya que reducen la concentración del gas amargo a concentraciones inferiores de 1 ppm. No fue posible acceder a información sobre el proceso de producción del material, sin embargo, ninguno menciona algo respecto a la valorización de residuos, por lo que se podría considerar una ventaja del sistema de adsorción de H₂S probado en este estudio.

Tabla 8. Productos comerciales de óxidos de hierro de endulzamiento de gas.

Marca / Sistema	Tipo de Tecnología	Material Activo	Aplicaciones	Rendimiento y Capacidad	Ventajas destacadas
SulfaTreat (SLB) ®	Adsorbente sólido de óxido de hierro	Fe ₂ O ₃ / Fe ₃ O ₄ en soporte granular	Biogás, gas natural, gas saturado en líquidos	Reduce H ₂ S < 0.1 ppmv Capacidad 0.55–0.72 kg H ₂ S · kg ⁻¹	Larga vida
Sulfur-Rite ®	Absorbente sólido	Óxido ferrico similar a SulfaTreat	Corrientes pequeñas	Vida útil prolongada, rendimiento constante comparable a SulfaTreat	Capacidad limitada por escala
SULFURTRAP® EX	Absorción sólida	Pellet de hierro	Aplicaciones fase gaseosa	H ₂ S < 1 ppm	Eficaz en condiciones anaeróbicas y a diferentes niveles de humedad. Elimina el oxígeno (O ₂)

En el caso del proceso de remoción de CO₂ para la mejora de biogás, se encontraron patentes internacionales que podrían presentar similitudes con el sistema propuesto en este estudio, las cuales se encuentran descritas a continuación y sintetizadas en la tabla 9.

- **Patente MX/E/2019/012502:** Esta invención mexicana propone un sistema secuencial de purificación de biogás basado en adsorción multietapa. Consiste en tres columnas empacadas, la primera con viruta de hierro oxidado y celulosa natural para remover H₂S, la segunda con salmuera alcalina al 50 % w para captura de H₂S y CO₂, y la tercera columna es un lecho mixto de zeolita con cationes de Ca²⁺, Mg²⁺ o K⁺ para remoción de CO₂ remanente. El sistema opera a presiones de hasta 9 bar y rango de temperatura de 32–45 °C. A la salida del arreglo de las tres columnas, alcanzaron concentraciones de H₂S menores a 50 ppm y purzas de CH₄ cercanas al 99 % y limitan su adaptabilidad a pequeña escala. El nivel de madurez tecnológica (TRL) estimado es 6.

A pesar de su elevada eficiencia, presenta complejidad técnica y requisitos energéticos superiores a los que requiere el sistema planteado en este trabajo, ya que a diferencia del sistema planteado en la patente MX/E/2019/012502, el sistema únicamente requiere dos columnas empacadas, cada una con un solo materia, la primera con viruta oxidada y la segunda con esferas de hidróxido de calcio, los cuales son materiales más sencillos de producir.

- **US 9283512 B2:** La patente estadounidense propone un sistema de adsorción para captura de CO₂ empleando carbón activado derivado de polímeros por pirolisis. El material presenta una densidad de bulto de 0.55 a 1.25 g/cm³ y capacidad de adsorción de hasta 35 cm³/g. Su aplicación está orientada a entornos industriales de mediana o gran escala. Esta invención presenta el proceso de absorción con materiales sólidos y presenta el beneficio de la valorización de residuos, sin embargo, el proceso de obtención del material requiere condiciones específicas, lo cual limita su aplicabilidad o escalamiento a industrias desarrolladas. La patente está expirada desde 2014 y su nivel de madurez se sitúa alrededor de TRL 5.

- **KR100988048B1:** Este sistema propone una solución integral para purificación de biogás y recuperación de energía. Utiliza una columna de absorción con agua alcalina generada a partir de cal (Ca(OH)₂), logrando la remoción completa de CO₂ y formando CaCO₃ como subproducto. Además, se integra un sistema térmico donde el CaCO₃ se calcina

para regenerar CaO y producir CO₂ de alta pureza, aprovechando el calor residual del proceso de combustión del biogás. La tecnología promete ser ambientalmente sostenible y promueve la economía circular al valorizar subproductos como cal viva y CO₂ puro.

La solicitud carece de resultados experimentales, por lo que se le considero TRL estimado en 3. A pesar de que el material empleado es el mismo que el empleado en este estudio, la patente coreana lo emplea en soluciones acuosas mientras que este proyecto lo estudio como transferencia de masa en medio sólido- gas y no está considerando el proceso de calcinación debido a la temperatura requerida del proceso y su demanda energética, si no que, considera la valorización del material agotado como cal agrícola.

- **US 9174844 B2:** Esta patente describe un proceso aplicado al ciclo de los compuestos de calcio para la producción de hidrógeno puro mediante reformado de hidrocarburos ligeros (metano, gas de síntesis), el cual permite captura CO₂, H₂S y haluros de forma simultánea. Emplea CaO que reacciona con los contaminantes para formar CaCO₃, CaS y CaX₂, los compuestos como azufre y los haluros son obtenidos por el proceso de regeneración térmico (T ≈ 600–700 °C, P = 20–30 atm) y el material absorbente se reactivados al hidratarlo.

La invención destaca por su eficiencia de captura (12.5 mol CO₂/kg CaO), la capacidad de regeneración del material absorbente y la capacidad de obtención de diversos subproductos como el dióxido de carbono, el azufre y los haluros. Su aplicación esta más orientada a la producción de H₂ más que a biogás, sin embargo, su funcionamiento se puede adaptar al biogás, este sistema tiene potencial de viabilidad a escala industrial y su nivel de madurez estimado es de TRL 3 debido a la falta de ejemplos reportados.

El sistema reporta el uso de materiales basados en calcio al igual que el sistema desarrollado en este estudio, sin embargo, no se considera la absorción de múltiples gases ni su regeneración. Además, el sistema planteado en la patente US 9174844 B2, requiere condiciones de presión y temperatura específicas, mientras que el sistema desarrollado en este proyecto funciona en condiciones ambientales.

Tabla 9. Patentes publicadas para mejoramiento de gas.

Criterio de comparación	<u>MX/E/2019/012502</u> (Suárez & Mendoza, 2019)	<u>US 9283512 B2</u> (Jones, 2016)	KR100988048B1	US 9174844 B2
Título	Proceso de separación de H ₂ S, CO ₂ y CH ₄ por adsorción/absorción/adsorción con dispositivos de lecho mixto en proceso de adsorción por quimisorción y fisisorción a baja presión.	Adsorbents having utility for CO ₂ capture from gas mixture.	System for biogas purification and energy recovery	Calcium looping process for high purity hydrogen production integrated with capture of carbon dioxide, sulfur and halides
Denominación	Biogeneración sustentable de México, Sociedad Anónima de Capital Variable	Entegris, inc. MA, US.	Jeon Seung-yeol Korea	Shwetha Ramkumar, Liang-Shih Fan. OH, US.
Estatus	Abandonada (2024)	Expirada (2014)	Expirada (2008)	Activa (2013)
Tipo de sistema de purificación	Sorción	Adsorción	Absorción	Sorción
Materiales empleados	Columnas de sorción con hierro oxidado con celulosa natural para la remoción de H ₂ S, salmuera alcalina al 50%w para la remoción de SH ₂ y parte del CO ₂ y una columna con tres lechos fijos de zeolita, cationes de Calcio, magnesio o potasio y óxidos de aluminio y silicio.	Columna empacada con carbón obtenido de la pirólisis de polímeros.	Columnas de absorción con una solución de Ca(OH) ₂ .	Columna con CaO capaz de sorber H ₂ S y CO ₂ de una mezcla de gas de síntesis para obtención de H ₂ .
Forma del material activo	Transferencia solido-gas y líquido-gas.	Densidad de bulto de 0.55-1.25 g/cc. Transferencia solido-gas	Transferencia líquido-gas	Transferencia solido gas
Diseño	Sistema de tres columnas de sorción en posición horizontal.	Columna empacada con lecho fijo del carbón.	Sistema que permite la recuperación del metano después de la remoción de CO ₂ y el posterior almacenamiento de CaCO ₃ para su posterior descomposición térmica (860°C)	Reactor de reformado con cama fija
Configuración del sistema	Remoción de SH ₂ (1) para la posterior remoción de CO ₂ (2).	Sistema de dos columnas en paralelo con sistema de válvulas acoplado para su control.	Remoción de CO ₂ con solución alcalina. No menciona método.	Sistema que incluye el reformado, captura de CO ₂ , H ₂ S, HCl con CaO, regeneración del sorbente en el calcinador y regeneración del

				material por rehidratación.
Condiciones operativas	(1) P 6 bar T 45 °C (2) P 2-9 bar T 32-45 °C L= 1-6 m ; d=2.5-4” ; tr=5-15 min.	P 1 bar T 21°C	pH de la solución 10-12	T 600 °C P 0 – 20 bar
Caudal evaluado	0.1-5,000 m ³ h ⁻¹	ND	ND	Flujo 0.725 SLPM
Rendimiento reportado	(1) Salida máxima de 50 ppm. (2) Pureza de metano de CH ₄ 99%.	35 cm ³ /g _{material}	Remoción completa de CO ₂	Capacidad de captura de 12.50 mol CO ₂ kgCaO
Nivel de concentración de la impureza del biogás crudo a purificar	50-60% CH ₄ , 15-20% de CO ₂ , 0.5-2% de SH ₂ .	ND	CH ₄ 60-70% CO ₂ 30-40%	2.2 % mol CO ₂ 1.15 % mol H ₂ S
Propósito	Endulzamiento y mejoramiento de biogás o gas natural.	Remoción de CO ₂ con otros gases de mezcla.	Mejoramiento de biogás.	Captura de CO ₂ , H ₂ S y HCl para la obtención de hidrógeno
Aspectos innovadores declarados por la patente	Sistema de tres columnas a presión de entre 2 a 9 bar.	Metodología de producción del material absorbente.	Sistema de remoción de CO ₂ con solución de CaCO ₃ y recuperación térmica.	Integración de captura con reacción química; sorbente regenerable
Limitaciones técnicas	Capacidad de procesamiento de 0.1-5000 m ³ /h	Material no selectivo.	ND	Condiciones de presión y temperatura elevadas.
Nivel de madurez tecnológica	~6 (prototipo validado en entorno relevante)	~5 (tecnología validada a nivel de laboratorio)	~3 (no presenta resultados experimentales, únicamente teóricos)	~5-6 (prototipos validados; publicaciones científicas; no confirmada comercialización masiva)

Tras una revisión exhaustiva de literatura científica y tecnológica, se identificaron múltiples tecnologías orientadas a la remoción de impurezas del biogás y mejoramiento mediante procesos físicos, químicos y biológicos. Estos estudios evidencian avances importantes en términos de eficiencia de remoción y madurez tecnológica; sin embargo, no se identificó una solución que integre de manera conjunta los elementos clave planteados para el desarrollo de este trabajo como:

- Simplicidad de operación, de tal manera que su operación continua no requiera personal altamente especializado que encarezca el mantenimiento del sistema.
- Bajo costo de insumos y materiales accesibles.
- Incorporación de principios de producción más limpia y economía circular en busca de un sistema sustentable.

En este contexto, la propuesta desarrollada en este proyecto se distingue por emplear materiales asequibles, como la cal hidratada como fuente de hidróxido de calcio y viruta de hierro oxidada, los cuales permiten la remoción de CO₂ y H₂S respectivamente. Además, el sistema incorpora estrategias de valorización de residuos y generación de subproductos aprovechables, lo que contribuye a reducir la explotación de materia prima virgen y reducir el impacto ambiental.

Además, el diseño del sistema prioriza la simplicidad operativa, al no requerir condiciones operativas diferentes a las condiciones ambientales de presión y temperatura, lo cual reduce la demanda energética y por lo tanto favorece el índice de retorno energético, además permitirá que el sistema sea replicado a diversas escalas y que su operación y mantenimiento no sean obstáculos para establecer el biogás como una fuente de energía asequible y confiable.

Las características previamente mencionadas aportarán al sistema propuesto un alto potencial de aplicabilidad en diversos contextos, desde zonas territoriales donde no existe el acceso a fuentes energéticas como el gas natural hasta industrias que buscan tratar sus residuos de manera responsable o maximizar sus ganancias al reducir el consumo de combustibles fósiles y aprovechar sus residuos. Lo anterior otorga a este proyecto aplicabilidad, originalidad, novedad y valor agregado desde el punto de vista técnico como social, lo cual fortalece el potencial de patentabilidad del sistema, así como su viabilidad para una futura transferencia tecnológica.

No obstante, el análisis de estado del arte también permitió identificar conocimiento científico clave que sustenta y orienta el enfoque del estudio. En particular, Jepleting et al. (2025) destacan que la remoción de agua y ácido sulfhídrico del biogás resulta prioritaria frente a la remoción del dióxido de carbono, debido a los problemas de corrosión y contaminación de materiales asociados a estos compuestos. Además, los autores

recomiendan realizar las etapas de limpieza y mejora del biogás por separado, ya que su integración en una misma columna conduce a la contaminación cruzada de los materiales adsorbentes, reduciendo su capacidad de adsorción, eficiencia, vida útil y oportunidad de regeneración en caso de existir.

De manera complementaria, el análisis de los sistemas protegidos por propiedad intelectual permitió reconocer avances significativos en la purificación y mejora del biogás; sin embargo, también puso en evidencia desafíos técnicos, económicos y ambientales que restringen su escalamiento y que son importantes de considerar. La evaluación de las patentes resultó fundamental para identificar y validar las ventajas competitivas del sistema planteado en este estudio.

El análisis del estado del arte permitió identificar avances relevantes en el desarrollo de tecnologías para la obtención de biometano, así como brechas técnicas en términos de eficiencia y funcionamiento. Sin embargo, la viabilidad y adopción del biometano no dependen únicamente del desempeño técnico si no que están ligadas a factores externos asociados a regulaciones e interés de los tomadores de decisiones del sector energético. Es por ello, que esta sección también contempla un análisis respecto a aspectos normativos, retos políticos y sociales que influyen en el impulso de fuentes de energía diferentes a las convencionales.

Retos y oportunidades del biogás y biometano

La revisión bibliográfica permitió identificar los principales retos y oportunidades que enfrentan el biogás y el biometano, los cuales se pueden agruparse en tres categorías: tecnológicos, económicos y políticos.

Tecnológicos

Los retos tecnológicos se relacionan con las barreras que impiden que el biometano se consolide como una fuente de energía competitiva y ambientalmente favorable, lo cual constituye el propósito central de su desarrollo. El biogás contiene compuestos no deseables, como el ácido sulfhídrico, que deben eliminarse mediante procesos de limpieza y purificación; sin embargo, estas etapas incrementan de forma significativa los costos de

operación. Para enfrentar este desafío, se han adaptado técnicas empleadas en el endulzamiento del gas natural; no obstante, la diferencia en las escalas de tratamiento genera que el costo por unidad procesada sea considerablemente mayor que el gas natural, lo que lo convierte en una fuente energética poco atractiva para tomadores de decisión e inversores.

Han surgido otras alternativas, como procesos biológicos; sin embargo, estos requieren de control más estricto de variables operativas como la temperatura y pH, lo que implica personal especializado. Esto representa una barrera especialmente en proyectos de pequeña y mediana escala. En México, Ortiz et al. (2015) y (Gutiérrez, 2018) identificaron que los biodigestores domésticos suelen abandonarse dos años después de su instalación debido a fallas operativas, falta de mantenimiento y ausencia de capacitación técnica. Este problema también ha sido documentado a nivel global por Zeniewski et al. (2025).

Por lo anterior, resulta necesario desarrollar sistemas más simples, robustos y de bajo costo, que no dependan de personal altamente especializado y que permitan que esta fuente de energético alcance una mayor rentabilidad.

Económicos

Desde el punto de vista económico, el biometano continúa siendo una de las fuentes renovables con costos más elevados, incluso cuando se compara con la energía solar o eólica. Los costos de generación eléctrica con biogás se sitúan entre 95 y 160 USD·MWh⁻¹, en contraste con otras fuentes de energía renovables, como la energía eólica o solar, donde los costos son de 30-50 USD·MWh⁻¹ (Zeniewski et al., 2025). A pesar de la diferencia, el biometano ofrece ventajas como capacidad de almacenamiento, disponibilidad continua, la oportunidad de valorización de residuos y mitigación de emisiones de GEI, mientras otras tecnologías como la eólica dependen de condiciones ambientales fluctuantes.

Además, los análisis económicos actuales suelen excluir la valorización de subproductos como el digestato y el dióxido de carbono, debido a la falta de tecnologías maduras y marcos regulatorios para su comercialización o uso, especialmente en el caso del digestato como mejorador de suelos.

Gutiérrez (2018) señala que, para que el biometano sea competitivo en el corto plazo, la electricidad generada debe ofrecerse a 20 USD·MWh⁻¹ (≈ 0.40 MXN·KWh⁻¹), un valor aún

inalcanzable con las tecnologías disponibles. Esta condición es clave para que el biocombustible compita con el gas natural; sin embargo, el bajo precio del gas natural continúa siendo uno de los principales obstáculos para su sustitución, a pesar de esto, no se debe pasar por alto que la dependencia energética deja vulnerable el sector energético y tener flexibilidad con diferentes fuentes energéticas reduce la vulnerabilidad.

La Agencia Internacional de Energía ha identificado rangos de costos asociados a cada etapa de producción de biometano, los cuales se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Costos asociados a las etapas de producción de biometano y su aprovechamiento.

Operación	Costo (USD ·GJ⁻¹)	Consideraciones
Recolección, transporte y almacenamiento de la biomasa	15-30	Residuos agroindustriales
	10.0-150.0	Residuos alimenticios
Pretratamiento	30.0-80.0	Acondicionamiento de la biomasa
CAPEX sistemas de digestión anaerobia	8.0	Considerando un tiempo de vida de 20 años
Mejora de biogás	3.0	Empleando membranas de separación
Inyección a la Red de gasoductos	3.0	Considerando una distancia de 10 km al punto de interconexión
Compresión	0.5-2.0	Considerada para su uso como combustible vehicular.

A nivel mundial, el costo del biometano oscila entre 10 y 30 USD ·GJ⁻¹ . En Europa, el promedio es de 22 USD ·GJ⁻¹, mientras que en el sudeste asiático promedió 13 USD ·GJ⁻¹ en 2024. En general, los biodigestores domésticos presentan costos cercanos a 21 USD ·GJ⁻¹ (Zeniowski et al., 2025).

Actualmente, el precio del biometano suele ser mayor que el del gas natural, con excepción de países como China e India, donde los costos de importación del gas natural superan al biometano, haciéndolo más competitivo. En aplicaciones industriales, los costos del biometano fluctúan entre 12 y 28 USD ·GJ⁻¹, mientras que los del gas natural varían entre 2 y 18 USD ·GJ⁻¹.

A largo plazo, el precio del gas natural puede aumentar debido a su carácter no renovable. El agotamiento progresivo del recurso incrementará los costos de extracción, elevando también su precio final. En este escenario, el reto consiste en generar alternativas capaces de satisfacer la demanda energética, siendo la valorización de residuos para producir biometano una opción especialmente prometedora ya que no requerirá de cambios extremos de tecnologías debido a la capacidad de adaptación del biometano con el gas natural al asegurar composición similar.

Políticos

A nivel mundial, aún no existe un marco regulatorio unificado que facilite el desarrollo del biometano, incluyendo aspectos como calidad del biocombustible, uso y valorización de subproductos, manejo de biomasa, metodologías de cuantificación de impacto ambiental, límites de emisiones fugitivas y criterios de mantenimiento. En algunos países, como Dinamarca, ya se aplican regulaciones específicas, por ejemplo, una limitación de fugas a menos del 1% de la producción final (Zeniewski et al., 2025), sin embargo, se requiere del consenso internacional para que el impulso del bioenergético sea homogéneo a nivel global.

A pesar de su potencial para resolver simultáneamente problemas relacionados con la gestión de residuos orgánicos, la mitigación de emisiones de GEI y la transición energética, el biometano suele enfrentarse a trámites burocráticos extensos, falta de incentivos fiscales y vacíos normativos que retrasan su adopción.

El biometano podría convertirse en una alternativa altamente competitiva si se incorpora el costo ambiental de las emisiones de GEI dentro de los mecanismos del mercado, lo cual reflejaría de manera más justa sus beneficios climáticos.

Capítulo 3. Metodología

Producción de biogás

Se produjo biogás en seis reactores anaerobios de 8 L al 75% de su capacidad, la fig. 8 muestra un ejemplar de los reactores empleados, los cuales se alimentaron cada tercer día con mezclas de estiércol vacuno y residuos de frutas y verduras. Los residuos empleados se recolectaron y fueron molidos con un molino eléctrico de aspas, posteriormente se caracterizaron y se porcionaron para ser almacenados a $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ para su preservación hasta su uso.



Fig. 8. Reactor anaerobio de 8 L.

Caracterización de los sustratos

La caracterización de los sustratos es un paso esencial para la producción de biogás, ya que permite obtener información útil sobre la cantidad y proporción de materia orgánica que se debe alimentar al reactor, ingresar la cantidad adecuada de materia orgánica a los reactores permite maximizar la producción de metano en el biodigestor. Algunas pruebas básicas son la determinación de sólidos totales, sólidos volátiles, pH y análisis elemental, la metodología de cada prueba se describen detalladamente a continuación.

Determinación de humedad, sólidos totales y sólidos volátiles.

La determinación de humedad, sólidos totales (ST) y sólidos volátiles (SV) se llevó a cabo por triplicado acorde a la NMX-AA-034-SCFI-2015. Para el desarrollo de la prueba se requirieron crisoles cerámicos, un desecador, pinzas y guantes para manejo de artículos

calientes, una estufa capaz de mantener la temperatura a 100 ± 2 °C, para la cual se empleó la estufa Memmert de 30 L y una mufla capaz de alcanzar 550 ± 50 °C, para lo cual se utilizó la mufla THERMOLYNE THERMO SCIENTIFIC - F6028C-80.

Para esta prueba se pusieron los crisoles a peso constante, cuyo valor se registró como m_1 y se les agregaron entre 4 y 5 g de sustrato, en este caso estiércol, residuos orgánicos e inóculo, la masa exacta se registró como m_2 , se sometieron los crisoles con la materia orgánica a 100 ± 2 °C por 16 horas. Una vez vencido el plazo se pasaron al desecador hasta que alcanzaran la temperatura ambiente para poder registrar su peso, posteriormente se sometieron nuevamente a 100 ± 2 °C por una hora, vencido el plazo se transportaron a un desecador, donde se estabilizó la temperatura con del ambiente. El procedimiento se repitió hasta obtener los crisoles con la materia seca a peso constante, la tolerancia máxima permitida en el registro de la masa fue de ± 0.0005 g y la masa se registró como m_3 .

Los crisoles con el resto de materia orgánica seca se sometieron a 550 ± 50 °C por una hora, vencido el plazo se transportaron en desecador a la estufa a 100 ± 2 °C por 60 minutos, finalmente se mantuvieron en el desecador hasta alcanzar la temperatura ambiente y poder pesar, se introducen los crisoles nuevamente a la estufa a 100 ± 2 °C por 60 minutos para registrar nuevamente el peso, el proceso se repite hasta obtener el peso constante del crisol con las cenizas restantes del proceso de calcinación, el dato se registra como m_4 .

Una vez registrados los cuatro datos de masa, se empleó la siguiente fórmula para la obtención de la humedad.

$$\text{Humedad (\%)} = \frac{m_1 + m_2 - m_3}{m_2} \cdot 100 \quad \text{Ec. 1}$$

Los sólidos totales se determinaron empleando la siguiente fórmula:

$$ST(\%) = \frac{m_3 - m_1}{m_2} \cdot 100 \quad \text{Ec. 2}$$

Los sólidos volátiles se determinaron empleando la siguiente fórmula:

$$SV(\%) = \frac{m_3 - m_4}{m_2} \cdot 100 \quad \text{Ec. 3}$$

Determinación de pH

La determinación del pH se llevó a cabo por triplicado acorde a la norma NMX-AA-013-SCFI-2006. Para ello se utilizaron vasos de precipitado de 200 mL, agua desionizada, un potenciómetro calibrado, balas de agitación y parrillas con agitación magnética.

Se colocaron 20 g de muestra de cada sustrato en un vaso de precipitado, se adicionaron 50 mL de agua desionizada y la mezcla se sometió a agitación durante cinco minutos a 100 rpm. Transcurrido este tiempo, la solución se dejó reposar por 15 minutos y posteriormente se filtró para obtener el sobrenadante.

Finalmente, el potenciómetro se sumergió en el sobrenadante filtrado y se registró la lectura correspondiente al pH.

Análisis elemental

La prueba de análisis elemental es una técnica utilizada para determinar la composición de carbono (C), hidrógeno (H), nitrógeno (N), azufre (S) y oxígeno (O) de una muestra seca y pulverizada. Esta prueba es relevante para asegurar la relación C:N que se introduce al reactor de digestión anaerobia. La prueba se realizó en el equipo Flash Smart Elemental Analyzer de ThermoScientific, el cual opera bajo el principio de combustión dinámica, se empleó como gas de arrastre Helio.

Debido a la naturaleza de las muestras se utilizó BBOT (2,5-Bis(5-tert-butyl-benzoxazol-2-yl) tiol) como estándar de calibración del equipo. Para la prueba se colocaron muestras en crisoles de estaño y para asegurar una combustión eficiente se agregó como catalizador pentóxido de Vanadio (V_2O_5).

Los resultados se procesaron con el software Eager Smart, con el cual es posible obtener proporciones elementales en porcentaje peso.

Alimentación de los reactores

La alimentación de los reactores anaerobios se realizó de manera semicontinua mediante una bomba peristáltica marca Cole-Parmer, modelo Master Flex, equipada con cabezal 77200-62 (fig. 9). En cada ciclo de alimentación, primero se extrajo un volumen equivalente de inóculo del reactor, posteriormente se invertía la dirección del flujo de la bomba peristáltica para la introducción de la mezcla de sustrato fresco, con el fin de mantener constante el volumen de operación, así como la producción continua de biogás.

La extracción del inóculo y alimentación del sustrato se llevó a cabo a un flujo constante de $35 \text{ mL} \cdot \text{min}^{-1}$, el cual fue ajustado directamente en la bomba peristáltica. Para la conducción del fluido se utilizó una manguera de látex con diámetro interno de 3.97 mm, acoplada mediante un accesorio de PVC que permitió una conexión hermética y segura con los reactores.



Fig. 9. Bomba peristáltica marca Cole Parmer modelo Master Flex con cabezal modelo 77200-62.

La producción de biogás continua requiere la determinación de algunos parámetros operativos como la carga orgánica diaria y el tiempo de retención hidráulica. Se estableció la carga orgánica de $10 \text{ gSV} \cdot \text{L}^{-1} \cdot \text{día}^{-1}$, en un proceso de codigestión anaerobia relación 3:1 SV de estiércol y residuos orgánicos.

Cada tercer día se introdujo sustrato fresco a los reactores, para lo cual se definió el tiempo de retención hidráulico (TRH) de 40 días, el cual es un valor comúnmente adoptado en la producción escalada de biogás.

La determinación del TRH relaciona la carga hidráulica volumétrica, la cual es la relación entre el caudal del afluente o la entrada del reactor y el volumen del reactor. La carga hidráulica volumétrica es inversamente proporcional al TRH. El control de ambos parámetros permite asegurar la alimentación homogénea de los biorreactores para la optimización de la producción.

Las fórmulas empleadas para el cálculo de los parámetros operativos se muestran a continuación:

$$L_H = \frac{Q_a}{V_r} = \frac{1}{T_{RH}} \quad \text{Ec. 4}$$

$$V_r = Q_a \cdot T_{RH} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

L_H : Carga hidráulica volumétrica (1/día)

V_r : Volumen del reactor (L)

Q_a : Caudal afluente (L/d)

T_{RH} : Tiempo de retención hidráulica (TRH) (día)

$$L_H = \frac{0.2 \text{ L/día}}{8 \text{ L}} = 0.025 \text{ día}^{-1} \quad \text{Ec. 6}$$

$$TRH = \frac{1}{L_H} = \frac{1}{0.025} \text{ día} = 40 \text{ días} \quad \text{Ec. 7}$$

Cuantificación y almacenamiento de biogás

La cuantificación de biogás se realizó por el método de desplazamiento volumétrico en un sistema adaptado en el laboratorio. Este consistió en un frasco de 1 L sellado herméticamente, el cual contenía al 90% de su capacidad una solución 0.1 N de ácido clorhídrico (HCl) y una probeta de 1 L. El sistema empleado para la cuantificación del biogás se muestra en la Fig. 10, este cuenta con un sistema válvulas, que permite controlar la dirección en la que fluye el gas para su cuantificación y posterior recuperación.

El método consiste en la inyección por burbujeo del biogás al frasco hermético, por efecto del aumento de presión la solución 0.1 N se desplazaba a la probeta graduada, el volumen desplazado de solución es equivalente al volumen de biogás inyectado. Esta metodología emplea la solución de carácter ácido ya que el biogás también es de carácter ácido, por lo que no existe afinidad de la solución con el gas, por lo tanto, se evitó que la solución se combinara con el biogás.

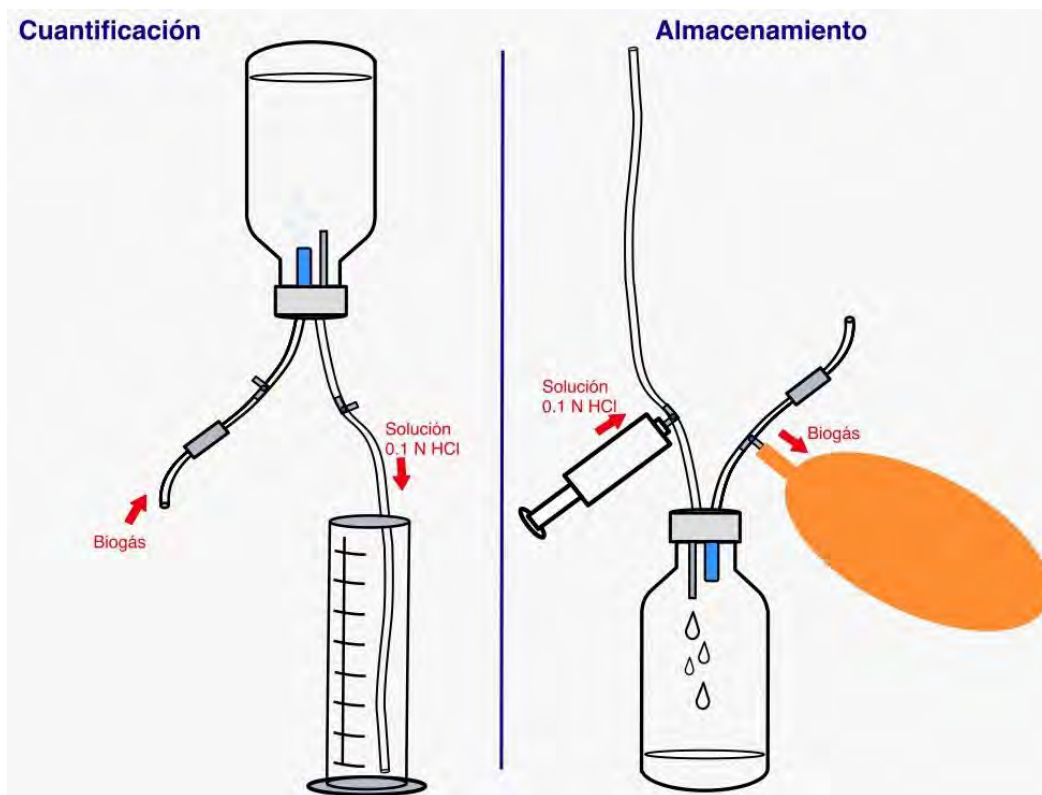


Fig. 10. Sistema de cuantificación y almacenamiento de biogás.

Una vez que se había burbujeado el gas, se giró el sistema y se intercambiaron las líneas de flujo mediante la manipulación de las válvulas. Posteriormente, al reinyectar la solución desplazada, el aumento de presión generó el traslado del biogás hacia una bolsa hermética de almacenamiento. Este biogás fue utilizado para las pruebas de purificación y obtención de biometano con el sistema propuesto.

Caracterización del biogás

El biogás producido fue almacenado en bolsas herméticas para gas. Su composición se determinó mediante un analizador de biogás Optimax-MRU, el cual emplea sensores electroquímicos para la medición de gases típicos del biogás, como metano, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico.



Fig. 11. Analizador de biogás Optimax-MRU empleado para la caracterización del biogás.

El procedimiento de caracterización consistió en conectar la sonda del analizador a la salida de gas de la bolsa de almacenamiento. Posteriormente, se inició la lectura mediante la función 'Start' del equipo y se esperó aproximadamente 10 segundos hasta la estabilización de los parámetros cuantificados.

Obtención y tratamiento del material adsorbente de sulfuro de hidrógeno

El material elegido como adsorbente de sulfuro de hidrógeno fue el óxido de hierro obtenido a partir del proceso de oxidación de viruta de acero proveniente de un taller metalmecánico.

El tratamiento del material consistió en un lavado con jabón para eliminar restos de polvo, aceites, grasa y otras impurezas que pudiera traer. Posteriormente, la viruta se extendió en una charola y se humedeció mediante aspersion con agua corriente, exponiéndola al sol. Este ciclo se repitió hasta obtener el material oxidado. Finalmente, se cortó el material obtenido en fragmentos de entre 5 mm y 8 mm de longitud con apoyo de pinzas de corte de metales y equipo de seguridad como guantes de carnaza y lentes de seguridad.



Fig. 12. Viruta de hierro oxidada empleada como material adsorbente de H₂S.

Síntesis del material absorbente de dióxido de carbono

El material empleado como absorbente de dióxido de carbono fue de hidróxido de calcio (Ca(OH)₂) en forma de pellets esféricos y semiesféricos de 5 mm de diámetro. Para obtener el material, se diseñó un molde fabricado mediante impresión 3D en nylon con fibra de carbono, capaz de soportar temperaturas superiores a las requeridas para el secado de las esferas (60°C).

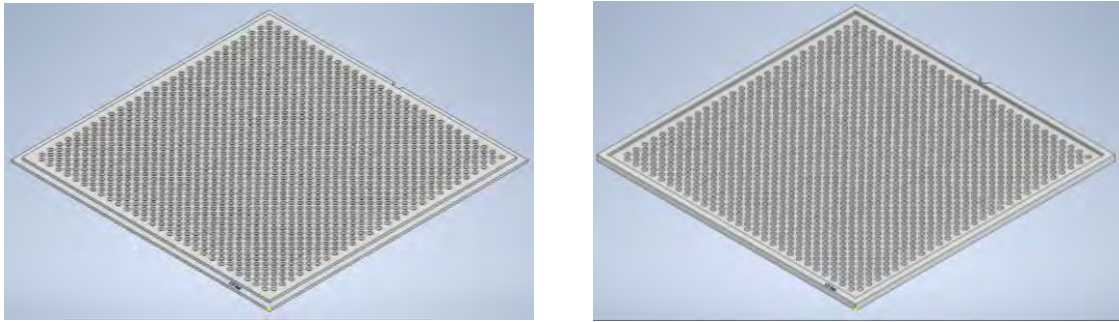


Fig. 13 Diseño de molde empleado para obtener esferas de $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

Las esferas de hidróxido de calcio se obtuvieron mediante la mezcla 5:4 masa de cal hidratada CALIDRA® y agua. La marca reporta que su producto se compone por $\text{Ca}(\text{OH})_2$ al 78-85%. La mezcla se agitó de manera rigurosa hasta formar una pasta homogénea, la cual se vertió en el molde y se sometió a secado en una estufa a 60 °C durante una hora.

Transcurrido el tiempo de secado, las esferas se desmoldaron y se tamizaron con una malla de 1.18 mm para evitar la entrada de partículas finas en la columna, lo cual podría provocar obstrucciones.



Fig. 14. Esferas y semiesferas de $\text{Ca}(\text{OH})_2$ empleadas para la adsorción de CO_2 .

El material se almacenó en bolsas selladas al vacío hasta su utilización. Para garantizar condiciones homogéneas en todas las pruebas de adsorción, antes de cada ensayo las esferas se secaron a 60°C hasta alcanzar su peso constante, esto ayudo a asegurar que el material tuviera un porcentaje de humedad similar en todas las pruebas.

Caracterización de materiales

Con el objetivo de evaluar los cambios fisicoquímicos ocurridos en los materiales empleados para la obtención de biometano, es decir el hidróxido de calcio y el óxido de hierro, se llevaron a cabo diversas técnicas de caracterización antes y después del proceso de adsorción.

Las técnicas empleadas incluyeron Microscopía Electrónica de Barrido (por sus siglas en inglés SEM) para el análisis morfológico superficial, espectroscopía de dispersión de energía (EDS) para la determinación elemental.

Cabe mencionar, que el SEM y EDS se realizaron como servicio externo en el Centro de Nanociencias y Micro y Nanotecnologías del Instituto Politécnico Nacional (CNMN-IPN). Las muestras fueron analizadas sin modificación adicional salvo procesos básicos de secado, corte y recubrimiento metálicos en los casos que lo requirieron, conforme al protocolo establecido por los laboratorios de CNMN-IPN.

Microscopía Electrónica de Barrido (SEM)

La técnica de SEM se empleó para estudiar la morfología y textura superficial de los materiales (hidróxido de calcio y viruta oxidada) antes y después del proceso de purificación de biogás. Para mejorar la conductividad eléctrica, las muestras analizadas fueron recubiertas con una delgada capa de oro mediante sputtering.

Espectroscopía de dispersión de energía (EDS)

El análisis elemental de hidróxido de calcio se realizó mediante EDS acoplada al microscopio SEM, la finalidad fue verificar la composición del material, ya que este no es un reactivo de grado laboratorio, por lo que no era posible asegurar la pureza del material. Esta información permitió dar más conclusiones sobre el rendimiento y eficiencia del material en el proceso de adsorción de CO₂. Las pruebas se realizaron en estado sólido y seco, sin pretratamiento químico adicional.

Análisis Termogravimétrico (TGA)

El material absorbente de CO₂ utilizado en las pruebas de purificación se recuperó para someterlo a análisis termogravimétrico (TGA), con el fin de evaluar la cantidad de hidróxido de calcio (Ca(OH)₂) sin reaccionar y la cantidad de carbonato de calcio (CaCO₃) producto de

la reacción con el CO₂. El análisis se realizó con un equipo de análisis térmico simultáneo modelo *Discovery SDT 650* (TA instrumentos). Las muestras se sometieron a una atmósfera inerte de nitrógeno desde 35°C hasta 650°C y con un cambio de atmósfera de nitrógeno a aire desde 650°C hasta 800°C con rampa de temperatura de 10 °C·min⁻¹.



Fig. 15. Analizador termogravimétrico empleado. *Discovery SDT* marca TA instruments.

La tabla 11 presenta los eventos térmicos asociados a la descomposición de las especies de calcio, de acuerdo con los datos reportados por Josefina Renedo et al. (2013). Estos intervalos térmicos se utilizaron para identificar las pérdidas de masa características y, a partir de ellas cuantificar el grado de conversión del material sometido a distintos flujos de biogás.

Tabla 11. Eventos térmicos observables en TGA.

Evento térmico	Intervalo de temperatura (°C)	Proceso asociado	Reacciones
1	30–105	Pérdida de agua superficial	-
2	370-465	Deshidroxilación de Ca(OH) ₂	$Ca(OH)_2 \rightarrow CaO + H_2O (g)$
3	554-850	Descomposición de CaCO ₃	$CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2 (g)$

Diseño y construcción del sistema de prueba

Se elaboró un sistema de prueba del sistema de purificación de biogás, el cual permitió el control del flujo volumétrico de entrada al sistema de purificación de biogás y el muestreo del biogás resultante del proceso de purificación.

El sistema fue montado en una placa perforada, con el objetivo de modificar la configuración con facilidad en caso de ser necesario. La fig. 15 muestra el diagrama del sistema instalado.

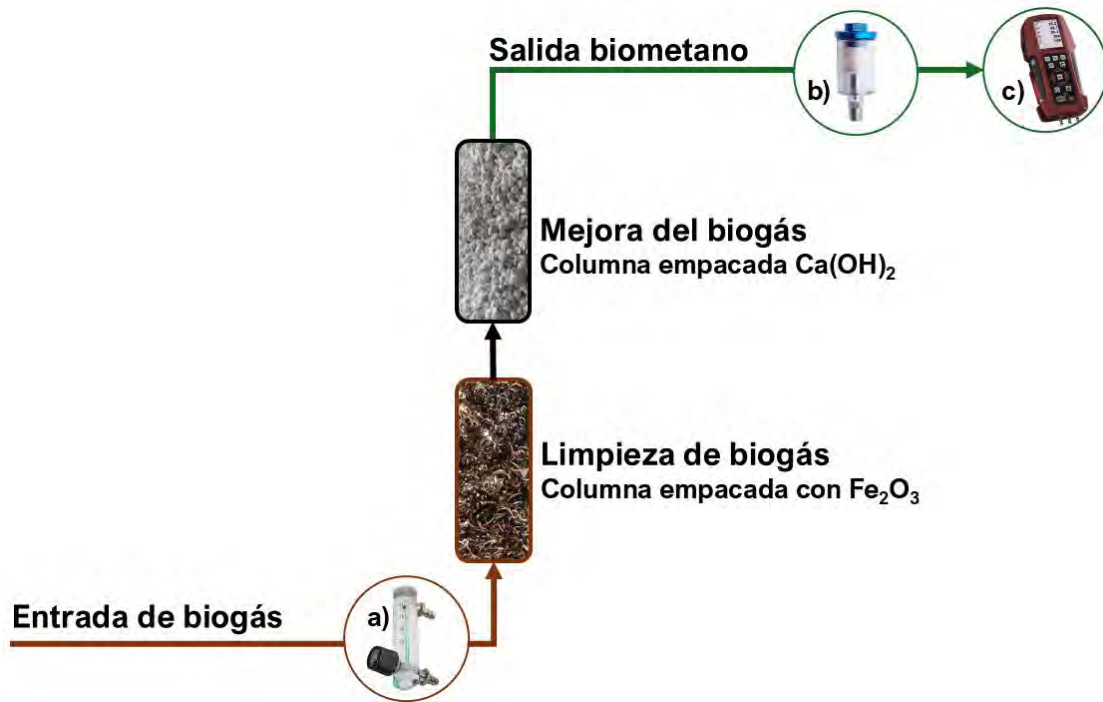


Fig. 16. Diagrama del sistema de pruebas instalado. a) Flujo metro 0-5 LPM. b) Filtro de humedad. c) Analizador de biogás OPTIMAX-MRU. .

El sistema de prueba se construyó con accesorios de acero inoxidable y manguera de PVC flexible transparente. Se utilizaron caudalímetros comerciales marca SCLLJ ajustables a flujos de 0-5 litros por minuto (LPM) aptos para gases corrosivos.

Diseño y construcción del sistema de obtención de metano

El sistema de purificación de biogás propuesto para la obtención de biometano consta de dos columnas empacadas dispuestas en serie, cada una destinada a una etapa específica del proceso:

- Etapa 1. Limpieza o endulzamiento del biogás, orientada a la remoción de ácido sulfhídrico (H_2S), empleando viruta de hierro oxidada como fuente de óxidos de hierro.
- Etapa 2. Mejoramiento del biogás, destinada a la remoción de dióxido de carbono (CO_2) mediante adsorción química con hidróxido de calcio ($Ca(OH)_2$) en forma de esferas.

El diseño del sistema de obtención de biometano requirió de análisis estequiométricos para contar con un acercamiento a las cantidades de material requeridas para cumplir con los estándares establecidos, a continuación, se describen los datos tomados en cuenta.

Dimensionamiento estequiométrico de la etapa de remoción de H_2S

El diseño de la columna de limpieza de biogás se basó en un análisis estequiométrico de la reacción de adsorción química del H_2S sobre óxidos de hierro, representada por la siguiente ecuación global:

Tabla 12. Reacción estequiométrica del proceso de endulzamiento de biogás por adsorción con Fe_2O_3 .

	$Fe_2O_3 + 3H_2S \rightarrow Fe_2S_3 + 3H_2O$			
	Fe_2O_3	$3H_2S$	Fe_2S_3	$3H_2O$
n (mol)	1	3	1	3
PM (g/mol)	159.7	34.1	207.9	54.0
m (g)	159.7	102.3	207.9	162.0

Los cálculos estequiométricos correspondientes se presentan en la Tabla 12, a partir de los cuales se determinó que 1 mol de Fe_2O_3 , o bien 159.7g son capaces de reaccionar teóricamente con 3 mol de H_2S . Bajo condiciones normales de presión y temperatura ($0^\circ C$ y

1 atm), esta cantidad equivale a un volumen aproximado de 67.28 NL de H₂S, calculado mediante la ley de los gases ideales:

$$V = \frac{nRT}{P} \quad \text{Ec. 8}$$

$$V_{H_2S} = \frac{(3 \text{ mol})(8.21 \times 10^{-2} \frac{\text{atm} \cdot \text{L}}{\text{mol} \cdot \text{K}})(273.15 \text{ K})}{1 \text{ atm}} = 67.28 \text{ NL}_{H_2S} \quad \text{Ec. 9}$$

Debido a la baja concentración del H₂S en el biogás, se determinó que agotar el material no sería posible y que se tendrían que probar cantidades mínimas de material, para lo cual las dimensiones de la columna serían muy pequeñas y no le brindaría el tiempo de residencia necesario al biogás para reaccionar. Por lo que la columna de limpieza de biogás se diseñó con 1 pulgada de diámetro (D) y 10 pulgadas de longitud (L), siguiendo una relación dimensional (L/D) de 10, con el objetivo de incrementar el tiempo de residencia del gas y maximizar la probabilidad de contacto entre las moléculas de H₂S y los sitios reactivos disponibles en el material.

Dimensionamiento estequiométrico de la etapa de remoción de CO₂

El dimensionamiento de la columna de mejoramiento del biogás se realizó considerando la reacción de adsorción química del CO₂ por el hidróxido de calcio:

Tabla 13. Reacción estequiométrica del proceso de mejora de biogás. Remoción de CO₂ con Ca(OH)₂.

	Ca(OH)₂ + CO₂ ↔ CaCO₃ + H₂O			
	Ca(OH)₂	CO₂	CaCO₃	H₂O
n (mol)	1	1	1	1
PM(g/mol)	74.09	44.00	100.08	18.01
m (g)	74.09	44.00	100.08	18.01

Los cálculos estequiométricos se presentan en la Tabla 13, de los cuales se obtuvo que 74.09 g de Ca(OH)₂ pueden reaccionar teóricamente con 1 mol de CO₂, equivalentes a 22.43 NL de CO₂ bajo condiciones normales de presión y temperatura.

$$V = \frac{nRT}{P} \quad \text{Ec. 8}$$

$$V_{CO_2} = \frac{(1 \text{ mol})(8.21 \times 10^{-2} \frac{\text{atm} \cdot \text{L}}{\text{mol} \cdot \text{K}})(273.15 \text{ K})}{1 \text{ atm}} = 22.43 \text{ NL}_{CO_2} \quad \text{Ec. 11}$$

Considerando los cálculos estequiométricos es posible aproximar que 1 kg de hidróxido de calcio deben absorber 13.5 mol de CO₂. Empleando la ley de los gases ideales, teóricamente se podía esperar la adsorción de 302.7 NL de CO₂ por cada kg de material.

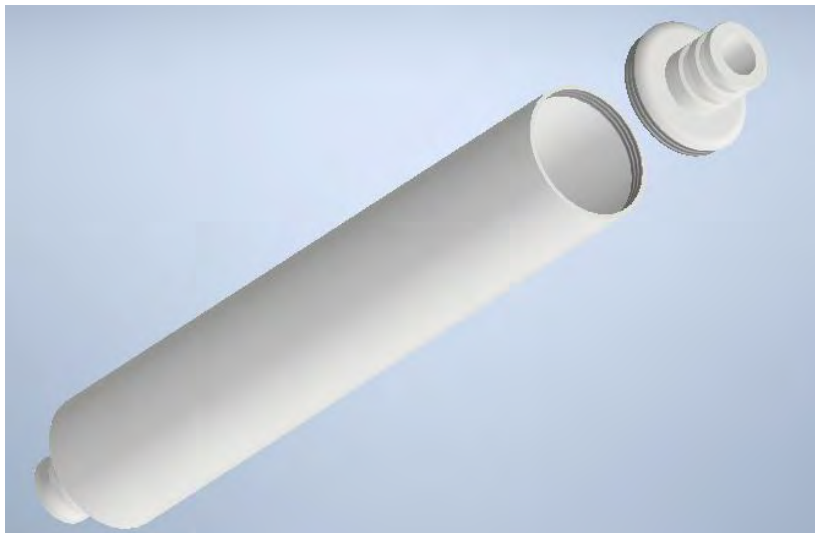


Fig. 17. Diseño de columnas de obtención de biometano.

Por lo que la columna de mejora para la remoción de CO₂ de biogás se diseñó con 1 pulgada de diámetro (D) y 10 pulgadas de longitud (L), siguiendo una relación dimensional (L/D) de 10. Las columnas empacadas reutilizables se muestran en la Fig. 17.

Pruebas experimentales de adsorción.

A continuación, se describe el procedimiento experimental llevado a cabo para evaluar la eficiencia del sistema de purificación de biogás mediante la adsorción de sulfuro de hidrógeno (H₂S) con viruta oxidada y la remoción del dióxido de carbono (CO₂) con hidróxido de calcio en columnas empacadas.

El biogás generado, almacenado y caracterizado en las instalaciones del LaNDACBio®, se sometió a pruebas de adsorción a través del sistema de prueba diseñado y construido. Su composición inicial fue determinada con el analizador de gases portátil OPTIMAX® Biogas

fungió como línea base para la determinación de la eficiencia del sistema y la cuantificación de los gases removidos.

Montaje del sistema de prueba

Previo a las pruebas se colocó el material en la estufa a 60°C hasta obtener peso constante de las esferas de hidróxido de calcio, lo cual determinaría la homogeneidad de la humedad en la totalidad del material que se introduciría en las columnas. Antes de su uso, se determinó el contenido de humedad del material mediante una termobalanza Sartorius MA37, utilizando el programa automático a 105 °C hasta el peso constante. El dato obtenido de humedad se registró.



Fig. 18. Termobalanza Sartorius MA37 empleada para la determinación de la humedad del material absorbente de CO₂ previo a la prueba.

Para cada experimento se registraron las siguientes masas empleando una balanza de precisión de cuatro decimales:

- Masa de la columna vacía (m_0)
- Masa de la columna con material absorbente (m_i)
- Masa final de la columna después del proceso de adsorción (m_f)

La Fig. 19 muestra detalladamente la metodología seguida para realizar cada experimento planteado, la cual aborda desde la caracterización del biogás crudo, el secado de materiales hasta el almacenamiento del material agotado para su caracterización.

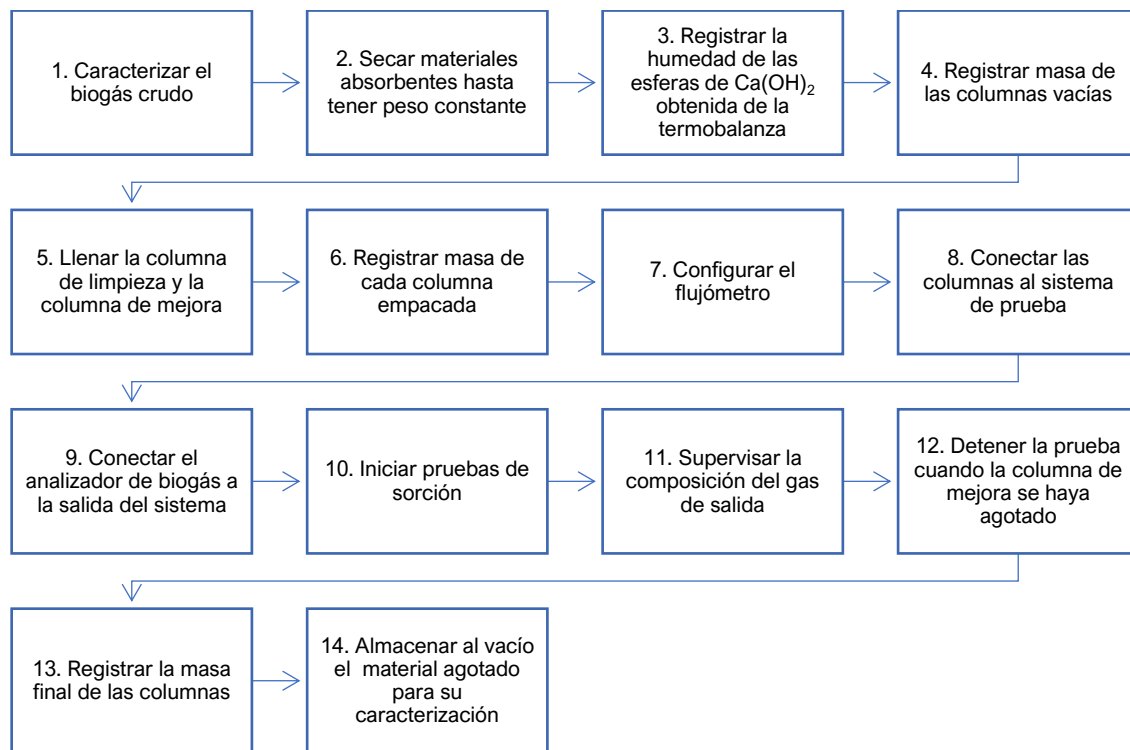


Fig. 19. Metodología del montaje experimental para las pruebas de obtención de biometano.

Diseño de experimentos

El diseño de experimentos propuesto es un diseño factorial 3^1 , en la cual se analizaron las composiciones de los gases al salir del sistema con cada flujo de biogás planteado (0.5 , 1.0 y $2.0 \text{ L}\cdot\text{min}^{-1}$), el analizador de biogás permitió un seguimiento continuo en intervalos de 1 segundo entre cada lectura, la prueba se finalizó hasta el agotamiento del material encargado de la remoción de CO_2 .

Con fines de comparación del desempeño del material, se comparó con un equivalente comercial, el cual fue cal sodada en esferas, el material empleado se muestra en la Fig. 20.



Fig. 20. Cal sodada en esferas, empleado como material comercial similar a las esferas de $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

Los datos obtenidos en el desarrollo de los experimentos permitieron el desarrollo de curvas dinámicas de ruptura, las cuales representan la evolución de la composición del gas de salida respecto al tiempo y permiten evaluar la capacidad de adsorción del material en condiciones reales de operación a escala laboratorio.

Análisis estadístico

Con el objetivo de determinar si existen diferencias significativas entre los diferentes flujos evaluados respecto del tiempo, se realizó un análisis de varianza de dos vías con interacción, o bien, ANOVA de dos factores. El diseño experimental se expresa en la tabla 13.

Tabla 14. Diseño de experimentos factorial

	X_1 (-1)	X_2 (0)	X_3 (+1)
Flujo ($\text{L}\cdot\text{min}^{-1}$)	0.5	1.0	2.0
Tiempo (min)	0.1	2.0	4.0

Se aplicó la prueba de comparaciones múltiples de Tukey con un nivel de significancia de $\alpha=0.05$. Lo cual permitió identificar los pares de niveles factoriales con diferencias significativas en sus medias y el intervalo de confianza. El análisis se desarrolló en el software *Origin 2024*.

Análisis de Ciclo de vida

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una metodología estandarizada para cuantificar los impactos ambientales asociados a bienes, procesos y servicios a lo largo de su vida (Ardolino et al., 2021). Esta herramienta permite comparar alternativas tecnológicas bajo criterios ambientales estandarizados. (Singh et al., 2018)

La metodología utilizada se basa en lineamientos de la norma internacional ISO 14040:2006, así como en su equivalente mexicano NMX-SAA-14040-IMNC-2008, las cuales estructuran el ACV en cuatro etapas principales:

- a) Definición de objetivo y alcance,
- b) Análisis de inventario,
- c) Evaluación de impactos y
- d) Interpretación de resultados.

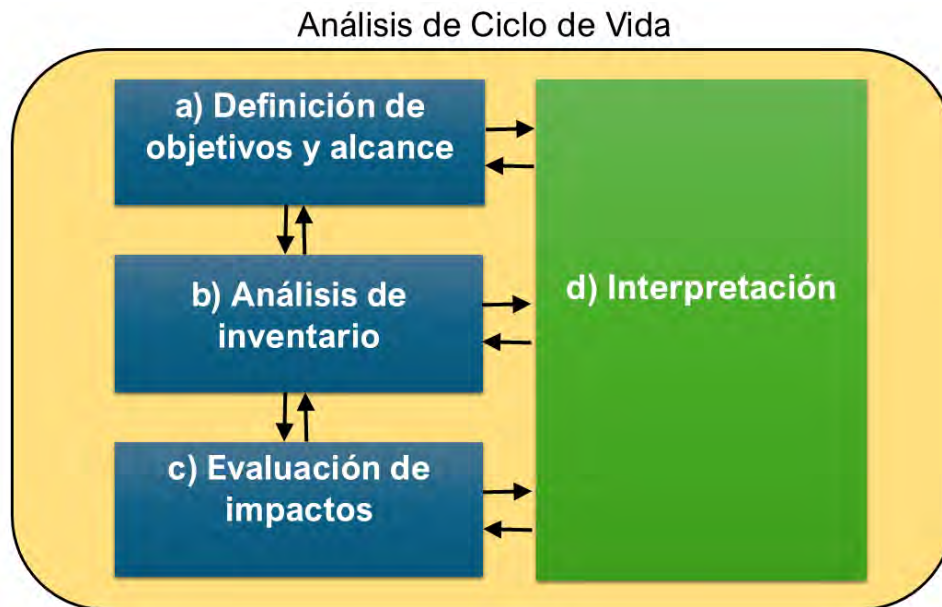


Fig. 21. Metodología Análisis de Ciclo de Vida (ACV) según la ISO 14040:2006.

El ACV se seleccionó como herramienta principal para evaluar el desempeño ambiental del sistema propuesto de purificación y mejoramiento del biogás, ya que permite asignar cargas ambientales a los flujos de materia y energía involucrados, contrastar los resultados con

estudios previos y detectar oportunidades de mejora mediante la revisión de las categorías de impacto asociadas.

Dado que el objetivo principal del estudio fue evaluar únicamente la etapa de purificación y mejoramiento del biogás, se delimitó el sistema bajo un enfoque *gate-to-gate* (*puerta a puerta*). Se empleó el software SimaPro. En consecuencia, se excluyeron las etapas previas (recolección y transporte de residuos, pretratamiento y digestión anaerobia), así como las etapas posteriores (distribución e inyección a red, uso final del biometano).

El análisis se dividió en dos subsistemas, el primero se enfocó en la remoción de H₂S para la limpieza del biogás, mientras que el segundo se enfocó en la adsorción de CO₂ para la obtención de biometano. Cada una de estas etapas se delimitan en rectángulos color naranja en la fig. 22.

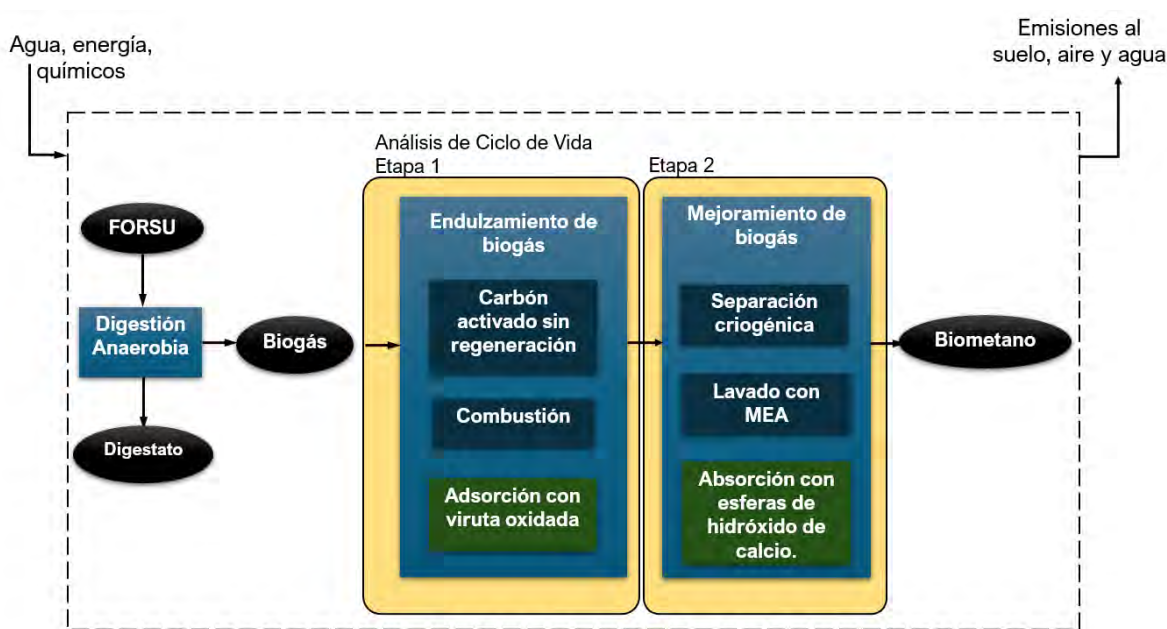


Fig. 22 Delimitación de los sistemas empleados en el ACV.

1. Desulfuración del biogás

La unidad funcional seleccionada para esta etapa fue de 1 kg de azufre elemental recuperado, lo que permite comparar tecnologías independientemente de la concentración inicial de H₂S en el biogás.

El desempeño del sistema propuesto se comparó con dos alternativas reportadas en literatura, la adsorción en carbón activado impregnado con KOH sin regeneración y la combustión directa del biogás amargo. El inventario de ambas alternativas se obtuvo de Cano et al. (2018).

El escenario de adsorción de H₂S con carbón activado impregnado con KOH sin regeneración se reportó como operando en una columna empacada. La preparación del material adsorbente se realiza a 800°C. La eficiencia de remoción de H₂S de este sistema fue comparable con el sistema planteado en este trabajo ya que Cano et al. (2018). Reportó eficiencias superiores a 99%.

El escenario de la combustión directa del biogás amargó se reportó con exceso de oxígeno del 15% en el aire con el objetivo de alcanzar eficiencias de combustión de CH₄ de 99%. Este escenario se seleccionó para aportar información base sobre los beneficios ambientales y la importancia de emplear gas dulce en la producción de energía.

2. Remoción de CO₂ (mejora para obtención de biometano)

Para esta etapa, la unidad funcional seleccionada fue de 1 Nm³ de biogás. La tecnología propuesta se comparó con dos procesos estudiados, la separación criogénica y el lavado con MEA (40% m). Los inventarios correspondientes se obtuvieron de Florio et al. (2019).

Selección del método de evaluación de impacto ambiental

Para la evaluación de impactos se empleó el método *Eco-indicator 99 (H)*, a fin de determinar aquellas alternativas que presenten un menor impacto ambiental por unidad funcional. A pesar de su antigüedad, sigue siendo ampliamente utilizado en estudios comparativos, debido a que integra múltiples categorías de impacto en indicadores de daño finales, facilitando la interpretación y comparación entre tecnologías.

El método contemple tres categorías de análisis:

- Daño a la salud humana, medido en DALYs (Disability-Adjusted Life Years), la cual es una unidad de medida propuesta por la Organización Mundial de la Salud (OMS).
- Daño a la calidad del ecosistema, medido en PDF·m⁻²·año⁻¹, donde PDF es LA fracción con potencial pérdida de diversidad.

- Daño a los recursos, medido en MJ adicional.

Las categorías de impacto consideradas incluyen: sustancias cancerígenas, respiración de compuestos orgánicos, respiración de inorgánicos, cambio climático, radiación, sustancias agotadoras de la capa de ozono, ecotoxicidad, acidificación o eutroficación, uso del suelo, demanda de minerales y demanda de combustibles fósiles.

El modelo de caracterización opera en nivel final (endpoint), integra efectos de destino, exposición y daño, lo que proporciona una visión holística del impacto ambiental.

Eco-indicador 99 presenta tres perspectivas de análisis: individualista, igualitaria y jerárquica. En este estudio se adaptó la perspectiva jerárquica (H), considerada la más coherente con el consenso científico y la más utilizada en aplicaciones académicas y de política ambiental (PRé Sustainability, 2023).

Análisis económico

El análisis económico se realizó con el objetivo de estimar el costo unitario de producción de biometano asociado a los procesos de purificación y mejora evaluados. Para establecer un proceso parámetro de referencia, se consideró la estimación publicada por la Agencia Internacional de Energía (2025), la cual indica que el costo combinado de mejora y purificación debe ser menor a $3 \text{ USD} \cdot \text{MJ}^{-1}$ para que el biometano sea competitivo frente al gas natural. Este valor se empleó como punto de comparación para los resultados obtenidos.

El estudio económico incluyó exclusivamente los costos de materiales y energía involucrados en las etapas de purificación y mejora del biogás. No se incorporaron costos de infraestructura, ya que se asumió que las columnas de adsorción propuestas, de diseño simple y con capacidad de rellenado, se amortizan durante la vida útil del biodigestor anaerobio. Asimismo, no se consideraron costos de transporte, recolección de biomasa, digestión anaerobia, ni inyección del biometano a la red, debido a la alta variabilidad de dichas etapas y porque no forman parte del alcance del presente trabajo.

Los cálculos se realizaron utilizando precios vigentes en México a noviembre de 2025. Se consideraron costos de materiales (viruta de hierro, cal hidratada como fuente de óxido de calcio, cal agrícola, cal sodada, agua) y costos de operación como el costo de la electricidad.

El costo equivalente en costos mexicanos se realizó con el tipo de cambio de 1 USD=18.28 MXN, acorde al tipo de cambio promedio reportado en el 2025 por BANXICO.

Los costos de insumos se obtuvieron a partir de diversas fuentes y se empleó el promedio de los valores identificados. Para la viruta de hierro se consideró un precio de 4.5 MXN·kg⁻¹, correspondiente al costo de recolección para reciclaje reportado por Upcycle.global.

La fuente de hidróxido de calcio fue la cal hidratada, la cual presentó costos entre 4.0 a 4.7 MXN·kg⁻¹, tomando costo promedio de 4.3 MXN·kg⁻¹. Los proveedores consultados se muestran en la Tabla 16. En la cual se puede observar que el contenido de hidróxido de calcio puede variar entre presentación de producto, sin embargo, el contenido mínimo es del 78%. Cabe resaltar que para fines de remoción de CO₂ vale la pena elegir una presentación con mayor contenido.

Tabla 15. Censo de costo de Ca(OH)₂.

Proveedor	Marca	Especificaciones	Costo (MXN·kg ⁻¹)
The Home Depot	Calidra	80-95% Ca(OH) ₂	4.2
Sodimac	Calidra	78-85% Ca(OH) ₂	4.0
Juárez materiales	Calidra	78-85% Ca(OH) ₂	4.7

Para el agua, se consideraron datos reportados por IMCO (2023), considerando el costo promedio nacional de las tarifas comerciales y de servicios de 188.23 MXN·m⁻³.

El precio de la electricidad se consideró acorde a las tarifas de la empresa proveedora de electricidad a nivel nacional, CFE, considerando costos de la tarifa de Pequeña demanda baja tensión (PBDT) para la zona del Valle de México a fechas de enero 2025, mostrados en la tabla 17. El costo obtenido fue de \$3.96 MXN·kWh⁻¹.

Tabla 16. Costo de electricidad.

Tarifa	Descripción	Cargo	Unidades	ENE-25
PBDT	Pequeña demanda baja tensión hasta 25 kW-mes	Fijo	\$/mes	56.36
		Variable (Energía)	\$/kWh	3.955

Para la asignación de costos a los productos de valor agregado obtenidos del proceso de obtención de biometano se realizó una búsqueda de los costos de los productos similares en el mercado. El proceso de purificación de biogás permite obtener azufre elemental como subproducto. Este es empleado en la agricultura como fertilizante y fungicida, el costo varía desde 39.4 hasta 200.0 $\text{MXN}\cdot\text{kg}^{-1}$, sin embargo, para fines del estudio se consideró un costo promedio de 126.5 $\text{MXN}\cdot\text{kg}^{-1}$. Algunos proveedores se muestran en la tabla 18, en la cual se muestra que el contenido mínimo de S^0 en el producto es de 80%, el cual deberá ser considerado como indicador de calidad al promover la valorización del azufre como plaguicida o para aplicaciones agrícolas.

Tabla 17. Censo de costo de S^0 como aplicación agrícola.

Proveedor	Marca	Especificaciones	Costo ($\text{MXN}\cdot\text{kg}^{-1}$)
Mercado Libre	Kumulus	80% m S^0 20% m Humectantes	200.0
Mercado Libre	Azufram	93% S^0	39.4
Mercado Libre	Azufre Perfecto 93	93% S^0	140.0

El proceso de mejora de biogás permite obtener carbonato de calcio (CaCO_3) como subproducto. Este es empleado en la agricultura como fertilizante y fungicida, el costo varía desde 12.0 hasta 27.6 $\text{MXN}\cdot\text{kg}^{-1}$, se consideró un costo promedio de 21.0 $\text{MXN}\cdot\text{kg}^{-1}$, según los proveedores mostrados en la tabla 19, en la cual también se muestra que el contenido mínimo de CaCO_3 en el producto es de 97%, el cual deberá ser considerado como indicador de calidad al promover la valorización del material agotado como cal agrícola.

Tabla 18. Censo de costos de CaCO_3 .

Proveedor	Marca	Especificaciones	Costo ($\text{MXN}\cdot\text{kg}^{-1}$)
ConceptoVerde	Pegaduro	96.87% CaCO_3	12.0
Sodimac	Agrical Plus Dolomitica	20% min CaCO_3 30-50% $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 30-50% MgCO_3	ND

		1.2% SiO ₂	
Fosforita de México	Fosforita de México	97% CaCO ₃	23.6
Mercado Libre	Fosforita de México	97% CaCO ₃	27.6

Para el estudio también se requirió el costo de los pellets comerciales de cal sodada, con la finalidad de comparar el beneficio económico con las esferas de Ca(OH)₂. Se realizó una búsqueda de proveedores, los cuales se muestran en la tabla 20, el costo varía desde 88.04 hasta 155.88 MXN·kg⁻¹, se consideró un costo promedio de 120.06 MXN·kg⁻¹, acorde a los proveedores mostrados en la tabla 20.

Tabla 19. Censo de costos de cal sodada.

Proveedor	Marca	Especificaciones	Costo (MXN·kg⁻¹)
Neotecnia	Respifix	Con indicador de cambio colorimétrico	88.04
GVS medical	Biotec	-	116.25
PROMEXA	Respifix	-	155.88

Capítulo 4. Resultados y discusión

Caracterización de sustratos empleados para la producción de biogás

Se montaron seis reactores anaerobios de 8 L al 75% de su volumen útil. El biogás se produjo en codigestión anaerobia de residuos orgánicos de frutas y verduras y estiércol vacuno, ambos sustratos fueron caracterizados al determinar humedad, sólidos totales, sólidos volátiles, pH y análisis elemental.

La tabla 21 muestra resultados de determinación de humedad, sólidos totales, sólidos volátiles y pH, con los cuales es posible determinar la cantidad de material orgánica susceptible a que se volatilice en forma de biogás gracias a la relación SV/ST.

El estiércol vacuno contiene 16.94% de SV en comparación con los residuos orgánicos que contienen 11.56% de SV, esta diferencia nos indicaría que el estiércol aporta más materia orgánica susceptible a convertirse en biogás, sin embargo, al considerar el contenido de sólidos totales, donde el estiércol contiene 21.75% y los residuos orgánicos 12.45% la probabilidad de biodegradación de la materia orgánica expresada por la relación SV/ST es diferente, ya que los residuos orgánicos obtienen una relación de 0.93, al ser cercana a 1.00 nos indica que la mayor parte de la materia orgánica se podrá degradar en el proceso de digestión anaerobia, mientras que el estiércol obtiene un valor de 0.75 en la relación SV/ST, la cual representa una cifra significativa pero menor que la de los residuos orgánicos.

Tabla 20. Humedad, ST y SV de los sustratos empleados para la producción de biogás.

Sustrato	Humedad (%)	Sólidos totales (ST) (%)	Sólidos volátiles (SV) (%)	SV/ST	pH
Residuos orgánicos	87.55±0.02	12.45±0.02	11.56±0.03	0.93	5.55
Estiércol	78.25±0.37	21.75±0.37	16.34±0.34	0.75	6.83

El pH fue medido debido a que el proceso de digestión anaerobia es un proceso que implica microorganismos sensibles a variaciones abruptas de pH. El rango adecuado para los microorganismos anaerobios es de 6.5 a 7.5. A pesar de que los residuos orgánicos presentan un pH ácido, la codigestión anaerobia favorece que este quede dentro del rango de funcionamiento y no fue necesaria la estabilización del pH con sustancias ajenas al proceso.

El análisis elemental presentado en la tabla 22, también permite brindar más información sobre la relación carbono- nitrógeno (C:N) que se introduce al reactor anaerobio. Para estos procesos es recomendable contar con una relación C:N con valores entre 25 y 35. Caso en el que nuevamente, el proceso de codigestión anaerobia favorece la producción de biogás, ya que la sinergia de ambos sustratos permitirá obtener una relación C:N favorable.

Tabla 21. Análisis elemental de sustratos empleados para la producción de biogás.

Sustrato	Nitrógeno (%)	Carbono (%)	Hidrógeno (%)	Azufre (%)	Oxígeno (%)	Relación C:N
Residuos orgánicos	1.67	34.51	4.66	0.13	59.03	20.70
Estiércol	0.99	43.15	5.69	0.00	50.17	43.38

El contenido de Azufre es un valor de interés, ya que tiene relación directa con el contenido de H₂S que puede tener el biogás. Vassilev et al. (2010) realizó un compendio de análisis elemental de diversas fuentes de biomasa, encontró que el rango de composición de azufre es de 0.1-2.33%, por lo que no se esperaba la obtención de altas concentraciones de H₂S.

Alimentación de los reactores

Para asegurar la producción de biogás continua, se alimentaron los reactores anaerobios con carga orgánica de 10 gSV · L⁻¹, en un proceso de codigestión anaerobia relación 3:1 SV de estiércol y residuos orgánicos, agregando 5 mL de micronutrientes y 20 mL de macronutrientes y aforando a un volumen de 500 mL por reactor con agua corriente. El tiempo de retención hidráulica (TRH) fue de 40 días. La estrategia de alimentación empleada fue de descarga de efluente y posterior alimentación del sustrato previamente homogenizado con el molino de aspas eléctrico; de esta manera fue posible mantener el volumen útil del reactor al 75%.

La Fig. 23 ilustra el proceso de alimentación de reactores llevado a cabo, en la cual se observa la bomba peristáltica empleada para la extracción del efluente y el ingreso de sustrato fresco en cada periodo de alimentación de reactores.



Fig. 23. Proceso de alimentación de reactores.

Producción de biogás

La producción de biogás se llevó a cabo de forma continua mediante 6 reactores de 8 L, los cuales se tuvieron a las condiciones ambientales de la Ciudad de México de diciembre 2024 a julio 2025. La fig. 24 muestra los biorreactores empleados para la producción continua de biogás. Cada reactor produjo, en promedio $3.06 \text{ L} \cdot \text{dia}^{-1}$. El biogás obtenido del proceso de digestión anaerobia fue almacenado en bolsas herméticas y sometido a las pruebas de purificación de biogás.



Fig. 24. Producción de biogás con 6 reactores de 8 L.

Caracterización del biogás

El biogás se caracterizó mediante un analizador portátil de biogás Optimax-MRU. La composición promedio del biogás producido se expresa en la tabla 23. Los valores confirmaron la necesidad de procesos de purificación para elevar la calidad del biogás y obtener biometano, así como el buen control de variables operativas para maximizar la producción de metano, que al ser superior a 60%v/v se consideran adecuadas.

Tabla 22. Composición biogás crudo.

CH₄ (% v/v)	CO₂ (% v/v)	H₂S (ppm)
66.53 ± 2.19	34.46 ± 1.12	143.33 ± 57.49

Diseño del sistema de purificación de biogás

Se construyeron dos prototipos de columnas de adsorción acorde a las dimensiones calculadas, la tabla 24 muestra la lista de materiales a diciembre del 2024 requeridos para el armado de las columnas empleadas para la purificación de biogás.

Tabla 23. Lista de materiales requeridos para la construcción del sistema de purificación de biogás.

Material	Cantidad	Costo unitario (MXN)	Unidades	Subtotal (MXN)
Tubo PVC	0.8	24	m	19.20
Tapas PVC	4	8.96	pza.	35.84
Adaptados espiga	4	27.67	pza.	110.68
Adaptador PVC	4	9.2	pza.	36.80
Pegamento PVC	1	45	pza.	45.00
Total				247.52

La figura 25 muestra el prototipo de columnas empacadas armadas, las cuales cuentan con la facilidad de ser rellenables para ser empleadas en diversos experimentos.



Fig. 25. Prototipo de columnas empacadas empleadas en el sistema de purificación de biogás.

Caracterización de materiales

A continuación, se detallan los resultados obtenidos en cada prueba realizada para la caracterización de materiales.

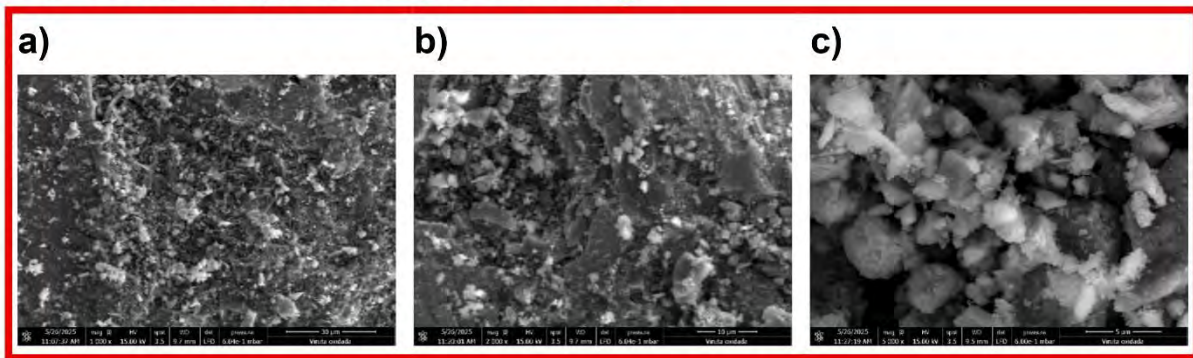
Microscopía Electrónica de Barrido (SEM)

La caracterización superficial de los materiales empleados en el sistema de purificación de biogás fue realizada mediante microscopía electrónica de barrido (SEM) a distintos niveles de aumento.

En la Fig. 26a–c, correspondientes a la viruta de hierro oxidada antes de la adsorción, se observa una topografía áspera, con fragmentos de óxidos distribuidos de forma irregular. El material presenta estructuras fracturadas con cavidades, lo que sugiere que el material óxido de hierro se formó en capas, resultado esperado tras el proceso de aspersión de agua en ciclos, con lo cual se intenta obtener mayor capacidad de adsorción de sulfuro de hidrógeno.

Posterior al proceso de adsorción (Fig. 26d–f), las imágenes revelan una morfología más compacta y homogénea. La superficie de las partículas parece haber adquirido granos de forma desordenada en la superficie, lo que puede atribuirse a la formación de sulfuro de hierro u otros compuestos sulfurados que se depositan en los sitios activos del material y por lo tanto al proceso de adsorción.

Viruta oxidada previa limpieza de biogás



Viruta oxidada posterior limpieza de biogás

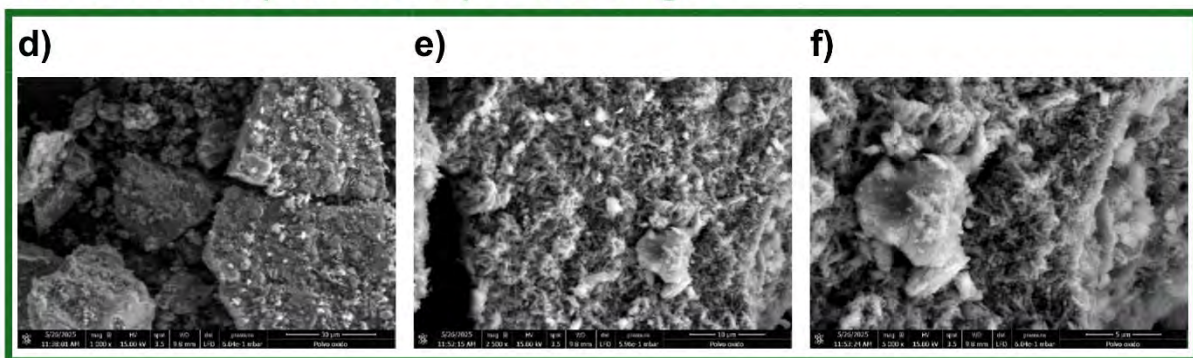


Fig. 26. Micrografías SEM del material la viruta oxidada a diferentes aumentos: (a) $\times 1 k$, (b) $\times 2.5 k$ y (c) $\times 5 k$ y la viruta oxidada posterior al proceso de limpieza de biogás (d) $\times 1 k$, (e) $\times 2.5 k$ y (f) $\times 5 k$.

La Fig. 27 muestra las micrografías correspondientes al proceso de mejora de biogás al remover el CO_2 , las cuales corresponden a hidróxido de calcio antes del proceso de adsorción (Fig. 27a–c) y después de adsorción (Fig. 27d-f), con la formación de carbonato de calcio (CaCO_3).

Previo al proceso de adsorción, se observa una estructura granular de aspecto poroso, compuesta por agregados esféricos, con superficies y bordes indefinidos. Estas características morfológicas son favorables para la adsorción ya que permite la difusión de CO_2 en el material para la formación de CaCO_3 .

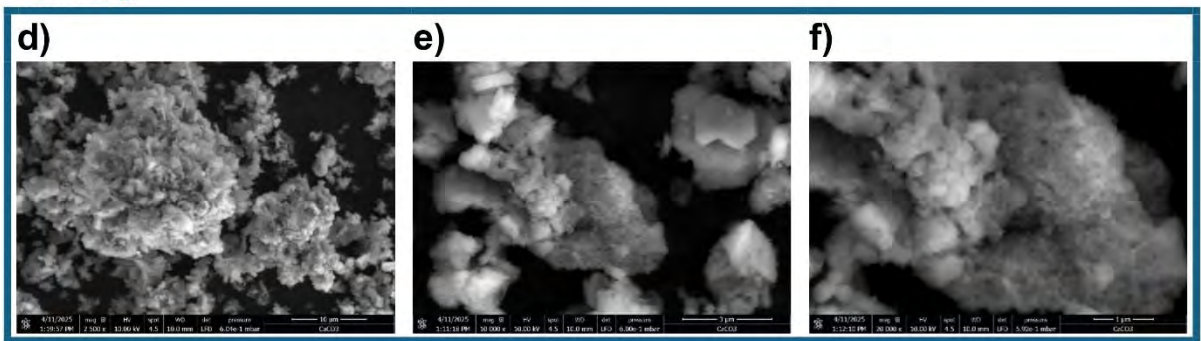
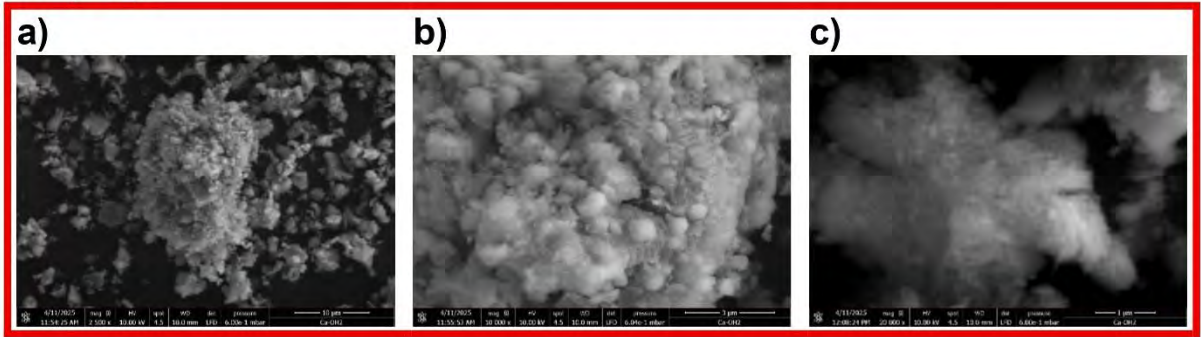


Fig. 27. Micrografías SEM de Ca(OH)_2 a diferentes aumentos: (a) $\times 2.5 k$, (b) $\times 10 k$ y (c) $\times 20 k$ posterior al proceso de mejora de biogás (d) $\times 2.5 k$, (e) $\times 10 k$ y (f) $\times 20 k$.

Después del proceso de adsorción de CO_2 (Fig. 27ed–f), el material presenta cambios notables en su textura superficial. Se observa definición en los bordes de las partículas, superficies menos rugosas y recubiertas por una capa más densa y continua, atribuible a la formación de carbonato de calcio (CaCO_3). Este recubrimiento puede bloquear los poros activos del material, lo que explica el agotamiento progresivo de su capacidad absorbente conforme avanza la prueba.

Espectroscopía de dispersión de energía (EDS)

El análisis EDS de las esferas de Ca(OH)_2 , cuyos resultados se muestran en la tabla 25, evidenció una composición elemental dominada por oxígeno (53.58%) y calcio (40.84%), con trazas significativas de magnesio (4.70%) y silicio (0.64%). Esta composición se debe a que el material precursor no corresponde a Ca(OH)_2 grado reactivo, lo que explica el contenido de impurezas, las cuales corresponden a compuestos secundarios propios de la cal comercial como MgO , SiO_2 . El Magnesio, al pertenecer a la misma familia del Calcio,

también puede participar en el proceso de adsorción del CO₂, en cambio, los compuestos del Azufre y Silicio pueden ser causantes de la reducción de la capacidad de adsorción, ya que reduce la fracción activa disponible, a pesar de esto, su aplicación para este fin es justificable por los bajos costos del material.

Tabla 24. Composición de Ca(OH)₂ determinada mediante EDS.

Elemento	Concentración másica (%)
Oxígeno	53.58 ± 3.08
Calcio	40.84 ± 7.35
Magnesio	4.70 ± 4.39
Silicio	0.64 ± 0.09
Azufre	0.23 ± 0.03
	100.00

Pruebas experimentales de adsorción.

El sistema propuesto para la purificación de biogás consta de dos columnas empacadas, la primera contiene óxido de hierro obtenido de viruta de hierro oxidada para la adsorción de sulfuro de hidrógeno (H₂S); la segunda contiene esferas de hidróxido de calcio para la adsorción de dióxido de carbono (CO₂). Las pruebas consistieron en evaluar la eficiencia de remoción de ambos contaminantes, probando diferentes flujos a través de ambas columnas con el fin de validar la hipótesis de que los materiales empleados permiten alcanzar concentraciones aceptables con la producción de biometano.

Adsorción de H₂S con óxido de hierro

Se evaluó la eficiencia de remoción de H₂S mediante el monitoreo de la concentración del gas a la salida del sistema utilizando un analizador portátil de biogás OPTIMAX-MRU. Se evaluó la remoción a flujos de 0.5, 1.0 y 2.0 L · min⁻¹.

En todas las pruebas, la concentración se redujo por debajo del límite establecido en este trabajo (3.5 ppm), confirmando la capacidad del sistema para cumplir con los estándares más

estrictos. Sin embargo, se observó la reducción de la eficiencia de remoción conforme aumentaba el flujo, esto debido a la reducción del tiempo de contacto del gas con el material activo, lo cual disminuye la probabilidad de adsorción de la impureza a los óxidos de hierro. A flujo de $0.5 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$ la eficiencia de remoción promedio supero el 99%, mientras que a $2.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$ se registró una ligera caída en el desempeño. Los resultados obtenidos se aprecian en la Tabla 26.

Tabla 25. Eficiencia de remoción del H_2S a diferentes flujos.

Flujo ($\text{L} \cdot \text{min}^{-1}$)	Velocidad lineal al entrar al sistema ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	Eficiencia de remoción H_2S (%)
0.5	0.40	99.20 ± 0.42
1.0	0.80	98.93 ± 0.26
2.0	1.62	96.27 ± 2.23

Se evaluó el desempeño del sistema variando la carga de H_2S en el biogás. Las curvas de desempeño obtenidas se muestran en la Fig. 28, muestran que, aunque el sistema permitió alcanzar la concentración deseada, el tiempo en que esta se alcanzó fue mayor conforme aumentó la concentración. Esto permite concluir que, aunque el material tiene gran capacidad de adsorción de H_2S , su tiempo de respuesta se ve influido por la concentración inicial del contaminante.

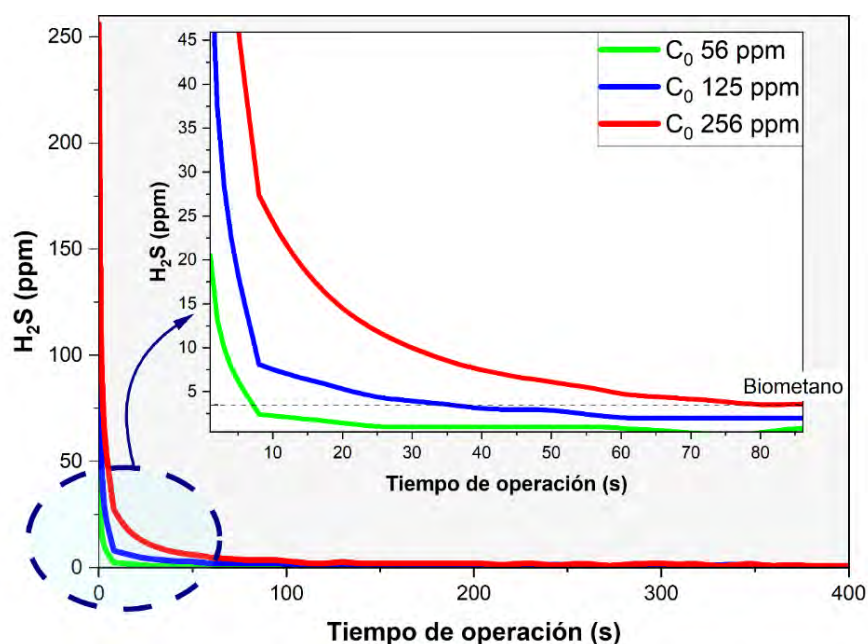


Fig. 28. Curva de desempeño de remoción de H_2S con la columna empacada con viruta oxidada.

Remoción de CO₂ con esferas de Ca(OH)₂

La remoción de dióxido de carbono se evaluó en una columna empacada con 50 g de esferas de hidróxido de calcio (Ca(OH)₂), analizando su desempeño a tres flujos de operación: 0.5, 1.0 y 2.0 L · min⁻¹. Se determinaron las variables clave del proceso, tales como la eficiencia de remoción, tiempo de operación, capacidad de adsorción y porcentaje de aprovechamiento del material, con base en los estándares establecidos como referencia.

Las curvas de desempeño mostradas en la Fig. 29 presentan una tendencia general clara: a mayor flujo de operación, menor tiempo de vida útil del material absorbente. Aunque en principio podría suponerse que un flujo mayor favorecería la adsorción por el incremento en el suministro de CO₂, los resultados demuestran lo contrario, el tiempo de vida del material y la eficiencia de adsorción disminuye rápidamente debido a la reducción del tiempo de contacto entre el biogás y las esferas de Ca(OH)₂, ya que el gas fluye tan rápido que no permite la difusión del CO₂ en el material reactivo para la formación de CaCO₃.

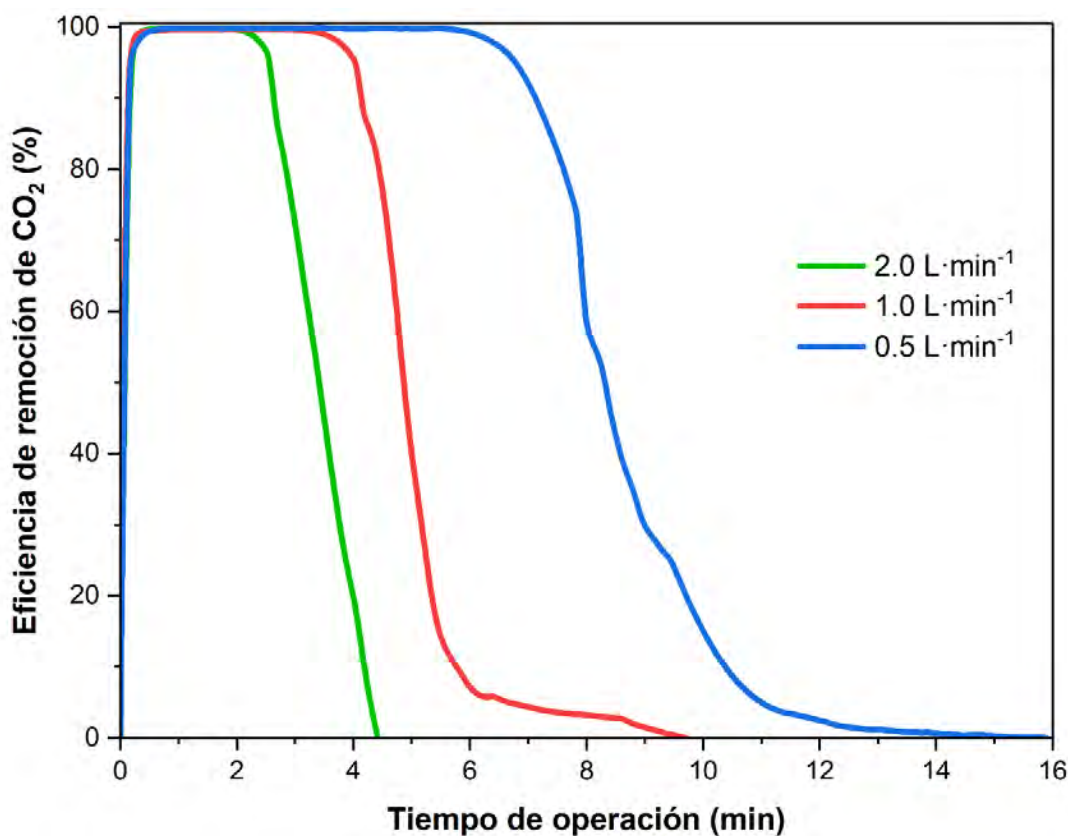


Fig. 29. Curva de desempeño de remoción de CO₂ de la columna con esferas de Ca(OH)₂.

La Fig. 30 muestra la evolución de la concentración de CH₄ y CO₂ durante el proceso de remoción de CO₂ a flujo de 0.5 L · min⁻¹. El biogás alimentado contenía 64.31% v/v de CH₄ y 35.67% v/v de CO₂.

La respuesta del sistema fue inmediata y en 0.2 minutos (tiempo de inicio) se logró la concentración requerida para la obtención de biometano. La concentración de metano en el gas de salida superó el 95% v/v. Durante los primeros 7.3 minutos (tiempo de ruptura), la concentración de CH₄ permaneció por encima de 95% v/v, límite considerado para clasificar el gas como biometano.

Después del tiempo de ruptura, la concentración de CH₄ disminuyó progresivamente mientras que la fracción de CO₂ aumentó, evidenciando la saturación del material absorbente. Esto confirma que el sistema pierde capacidad conforme se agotan los sitios reactivos del Ca(OH)₂.

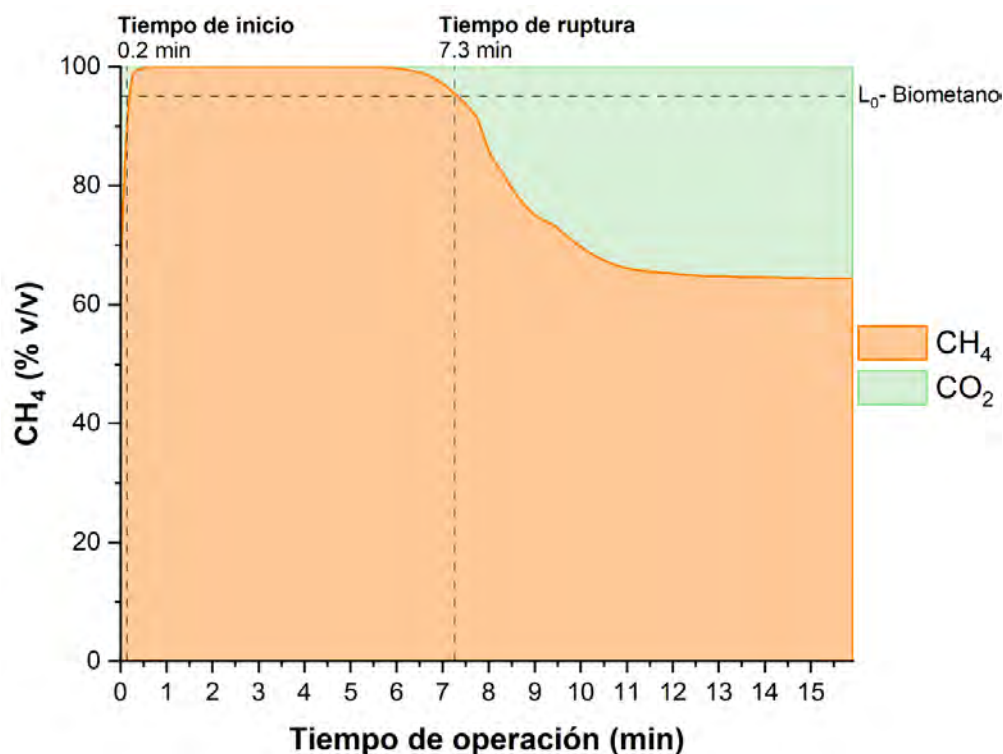


Fig. 30. Curva de desempeño de la columna de remoción de CO₂ con esferas de Ca(OH)₂. Flujo 0.5 L · min⁻¹.

La Fig. 31 muestra la evolución de la concentración de CH₄ y CO₂ durante el proceso de purificación remoción de CO₂ a 1.0 L · min⁻¹. El biogás alimentado contenía 64.31% v/v de CH₄ y 35.67% v/v de CO₂.

La respuesta del sistema fue inmediata y en 0.1 minutos (tiempo de inicio) se logró la concentración requerida para la obtención de biometano. La concentración de metano en el gas de salida superó el 97% v/v. Durante los primeros 4.3 minutos (tiempo de ruptura), la concentración de CH₄ permaneció por encima de 95% v/v.

El flujo de 1.0 L · min⁻¹ no debe interpretarse como un valor universal para cualquier sistema, sino como una condición equivalente a una velocidad lineal de entrada al sistema de 0.8 m · s⁻¹, lo cual facilita la escalabilidad del proceso a diferentes tasas de producción de biogás.

A condiciones de 1.0 L · min⁻¹, es posible absorber $23.48 \pm 0.88 \text{ NL}_{\text{CO}_2} \cdot \text{kg}_{\text{material}}^{-1}$ y solo $19.59 \pm 0.88 \text{ NL}_{\text{CO}_2} \cdot \text{kg}_{\text{material}}^{-1}$ absorbidos logran producir biometano, de tal manera que se aprovecha 83.43% del material convertido para los fines de obtención de biometano, el resto del material que reaccionó no logró la remoción deseada y no entregó biometano. Se obtuvieron rendimientos de metano de $30.98 \pm 2.32 \text{ L NL}_{\text{CO}_2} \cdot \text{kg}_{\text{material}}^{-1}$.

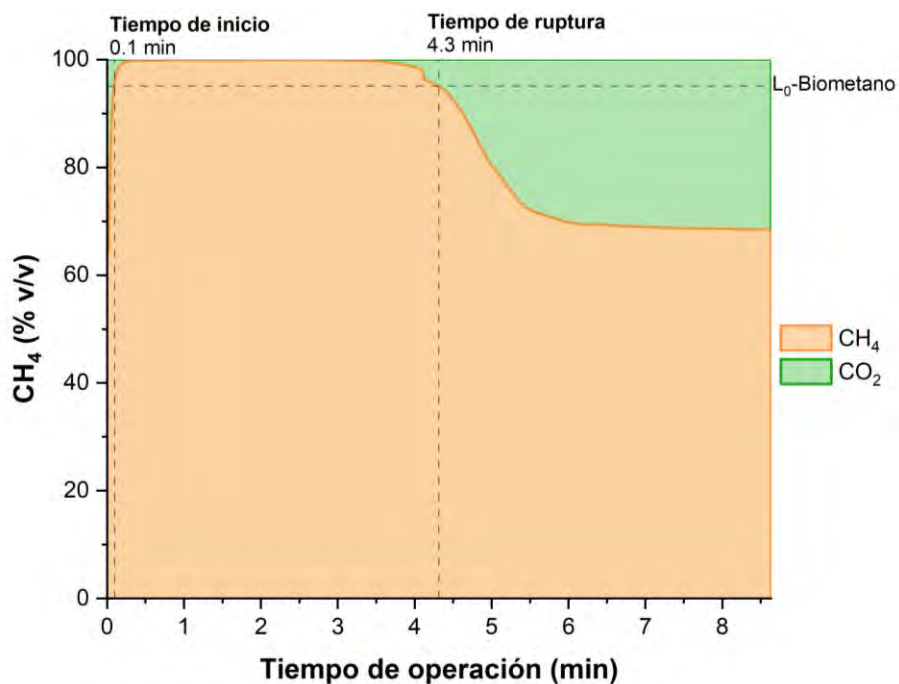


Fig. 31. Curva de desempeño de la columna de remoción de CO₂ con esferas de Ca(OH)₂. Flujo 1.0 L · min⁻¹.

Un flujo mayor permite la activación más rápida del material y a pesar de que el tiempo de vida es menor, fue posible absorber ligeramente más CO_2 que con flujo de $1.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$. Finalmente, la Fig. 32 muestra la curva de desempeño del proceso de mejoramiento del biogás a $2.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$, se observan dos puntos importantes, el tiempo de inicio (0.1 min) y el tiempo de ruptura (2.9 min). Además, se muestra una línea punteada horizontal correspondiente a la 95% v de CH_4 .

Al igual que en los otros flujos, se observó un incremento inmediato del metano en el gas de salida, superando el 95% v/v en 0.1 minutos. Sin embargo, el tiempo de ruptura se redujo significativamente a 2.9 minutos, indicando la vida útil más corta entre las condiciones evaluadas.

A condiciones de $2.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$, es posible absorber $5.65 \pm 1.26 \text{ NLCO}_2 \cdot \text{kg}_{\text{material}}^{-1}$ y solo $3.11 \pm 0.21 \text{ NLCO}_2 \cdot \text{kg}_{\text{material}}^{-1}$ absorbidos logran producir biometano, de tal manera que se aprovecha 55.05% del material convertido para los fines planteados.

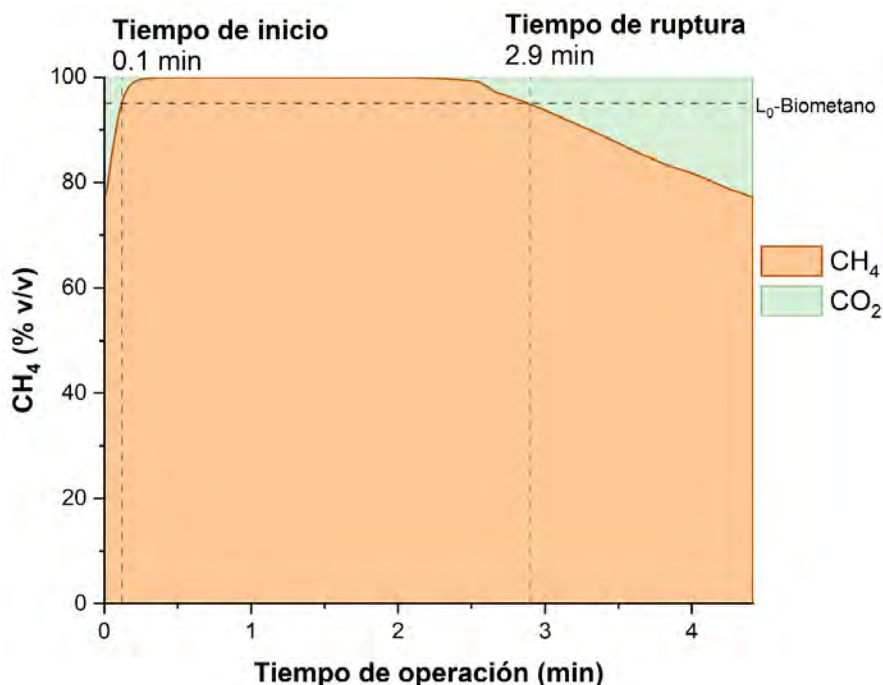


Fig. 32. Curva de desempeño de la columna de remoción de CO_2 con esferas de $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Flujo $2.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$.

La Tabla 27 presenta una síntesis de las capacidades de remoción de CO_2 y del porcentaje de material aprovechado bajo cada condición de operación. Aunque la capacidad total de

adsorción entre los flujos de 0.5 y 1.0 L·min⁻¹ no varía ampliamente, el porcentaje de material efectivamente utilizado para producir biometano sí muestra diferencias relevantes, lo cual es crítico dado que el objetivo del proceso es garantizar el cumplimiento de los estándares de calidad del biometano.

Tabla 26. Capacidad de remoción de CO₂ con Ca(OH)₂ para producción de biometano a diferentes flujos.

Flujo (L·min⁻¹)	Capacidad total de adsorción de CO₂ (NL · kg_{material}⁻¹)	Capacidad efectiva antes de ruptura (NL · kg_{material}⁻¹)	Material efectivamente aprovechado para producción de biometano (%)	Capacidad de recuperación de biometano ^a (NL · kg_{material}⁻¹)
0.5	23.34 ± 1.24	21.15 ± 1.82	90.60%	35.01 ± 2.32
1.0	23.48 ± 0.88	21.01 ± 0.46	89.48%	35.22 ± 1.33
2.0	5.65 ± 1.26	3.11 ± 0.43	55.05%	8.47 ± 0.32

Considerando los cálculos estequiométricos teóricos, 1 kg del material de hidróxido de calcio debe absorber 13.5 mol de CO₂. Empleando la ley de los gases ideales, teóricamente se deberían absorber 302.7 NL de CO₂ por cada kg de material. Considerando la capacidad de adsorción obtenida experimentalmente a flujo de 0.5 L·min⁻¹ de 35.01 NL por kilogramo de material, la eficiencia de la reacción fue de 11.57%. Sin embargo, al analizar por TGA el material previo a exponerlo al proceso de carbonatación con el biogás (Fig. 33), se observa que el material realmente tiene 14.50% m de Ca(OH)₂, esta concentración es justificable debido a que el hidróxido de calcio reacciona de manera espontánea con el CO₂, incluso la ficha técnica de la cal hidratada CALIDRA advierte al respecto.

Si se considera la composición real de hidróxido de calcio en las esferas, se tendrían 140.5 g de Ca(OH)₂ en cada kilogramo del material y se teóricamente debería absorber 43.89 NL de CO₂. Por lo que la eficiencia real de la reacción con flujo de 0.5 L·min⁻¹ es de 82.61%.

La reacción espontánea del CO₂ con el Ca(OH)₂ es una ventaja que se aprovecha en el sistema de purificación de biogás, sin embargo, las condiciones de preparación del material deben ser cautelosa para evitar que absorba CO₂ que reduzca el potencial de purificación. Algunas de las medidas a considerar son el almacenamiento de la cal hidratada, las condiciones de

operación como el exceso de agitación al hacer la mezcla con el agua, el secado y el almacenamiento de las esferas.

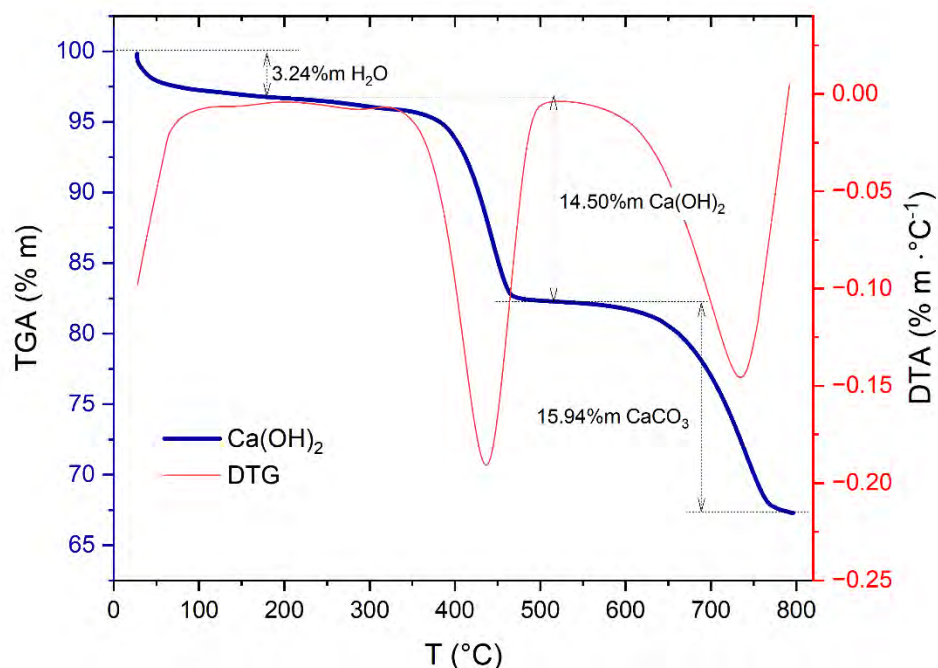


Fig. 33. TGA de las esferas de $\text{Ca}(\text{OH})_2$ previas al proceso de adsorción.

Adsorción de CO_2 con esferas comerciales de cal sodada

A continuación, se evalúan la curva de desempeño a $1.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$ al realizar la adsorción con esferas comerciales de cal sodada que se introdujeron a la misma columna de adsorción. La Fig. 34 muestra el proceso de recuperación de metano (CH_4) y la eliminación del dióxido de carbono (CO_2) en función del tiempo de operación durante el ensayo de purificación de biogás. En el eje de las ordenadas muestra la concentración de CH_4 en porcentaje volumen (% v), mientras que el eje de las abscisas indica el tiempo de operación en minutos. Además, la figura muestra dos puntos importantes, el tiempo de inicio (0.3 min) y el tiempo de ruptura (31.3 min). La línea horizontal correspondiente a 95% v de CH_4 .

De acuerdo con la Fig. 34, el biogás alimentado al sistema de purificación contenía 64.29% de metano y 35.69% de dióxido de carbono. Al pasar el biogás por el sistema de purificación con las esferas de cal sodada, se observa un aumento inmediato en la concentración de metano en el gas de salida, alcanzando valores superiores al 95% v en apenas 0.3 minutos

(tiempo de inicio) con un flujo de $1.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$. Esta respuesta rápida indica una alta eficiencia (superior al 98%) inicial del sistema en la remoción de CO_2 .

Durante 31.3 minutos, el sistema fue capaz de absorber CO_2 , logrando mantener una concentración de metano superior al 95%. Sin embargo, a partir del tiempo de ruptura, es decir después de los 31.3, se observa una disminución en la concentración de CH_4 por debajo de 95% v y un incremento correspondiente en la fracción de CO_2 de manera progresiva. Esta ruptura indica que el sistema comienza a saturarse, perdiendo su capacidad de adsorción.

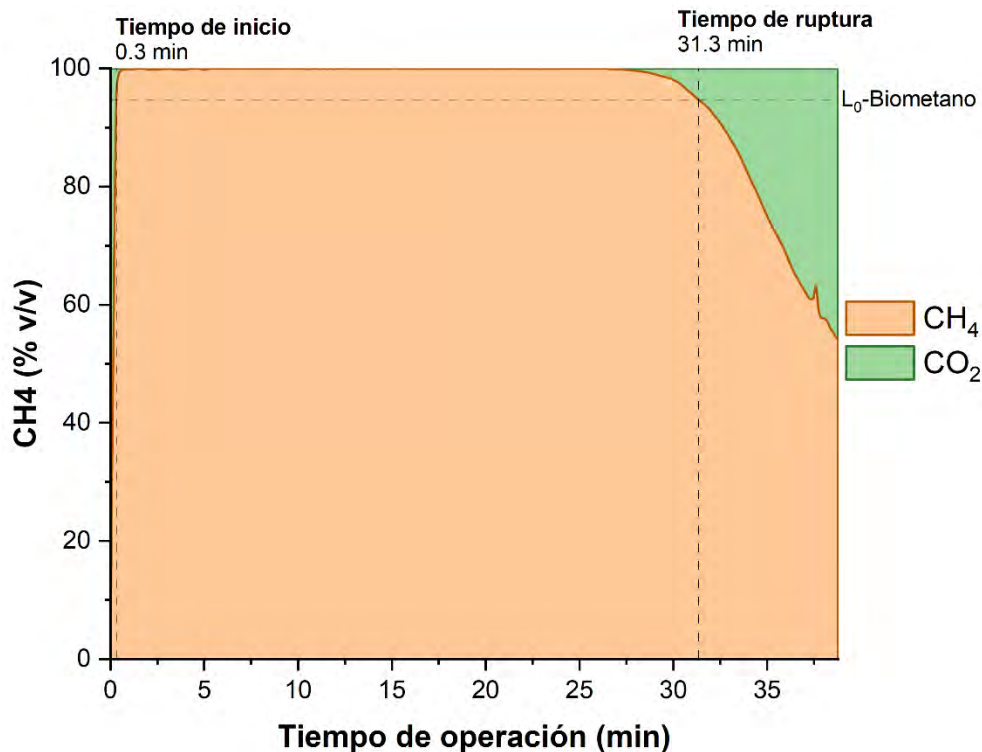


Fig. 34. Curva de desempeño de la columna de remoción de CO_2 con esferas de cal sodada. Flujo $1.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$.

A condiciones de $1.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$, es posible absorber $144.16 \text{ NL}_{\text{CO}_2} \cdot \text{kg}_{\text{material}}^{-1}$ y $131.69 \text{ NL}_{\text{CO}_2} \cdot \text{kg}_{\text{material}}^{-1}$ absorbidos logran producir biometano, de tal manera que se aprovecha 91.36% del material convertido para los fines planteados. La tabla 28 expresa los resultados obtenidos con flujo de $1.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$.

Tabla 27. Capacidad de remoción de CO₂ para producción de biometano mediante adsorción con cal sodada.

Flujo (L·min ⁻¹)	Velocidad lineal (m·s ⁻¹)	Capacidad total de adsorción de CO₂ (NL · kg _{material} ⁻¹)	Capacidad efectiva antes de ruptura (NL · kg _{material} ⁻¹)	Material efectivamente aprovechado para producción de biometano (%)	Capacidad de recuperación de biometano (NL · kg _{material} ⁻¹)
1.0	0.80	165.78	131.69	79.44%	216.24

Los resultados de adsorción de dióxido de carbono con esferas comerciales de cal sodada muestran que la capacidad de adsorción es 6 veces superior a las esferas de hidróxido de calcio elaboradas a partir de cal hidratada, lo que permite alargar el tiempo de vida del material y requerir de menor frecuencia de remplazo en la columna empacada. A pesar de las ventajas es necesario elaborar un análisis económico más profundo para determinar si las ventajas del proceso también empatan con los beneficios económicos.

La Tabla 28 presenta una comparación de la capacidad de adsorción de CO₂ de distintos materiales a base de hidróxidos reportados en la literatura y evaluados en este estudio, considerando tanto las condiciones de operación como el tipo de sistema empleado.

El material con menor capacidad de adsorción corresponde al sistema NaOH/carbón activado, con un valor de 21.75 NL CO₂·kg⁻¹, seguido por el material evaluado en este trabajo basado en Ca(OH)₂, el cual alcanzó una capacidad de 23.48 NL CO₂·kg⁻¹ bajo condiciones ambientales de temperatura (22–27 °C) y presión atmosférica, lo que evidencia un desempeño comparable utilizando un material de menor costo y mayor disponibilidad.

Por otro lado, los sistemas NaOH/CaO y Mg(OH)₂ reportaron capacidades de adsorción significativamente mayores, de 67.24 y 112.07 NL CO₂·kg⁻¹, respectivamente. Sin embargo, estos valores se obtuvieron a altas temperaturas (77–427 °C) y presiones elevadas (hasta 20 bar), así como mediante configuraciones de adsorción más complejas, como la adsorción por oscilación de temperatura (TSA).

En contraste, la cal sodada, también evaluada en este estudio, presentó la mayor capacidad de adsorción (165.79 NL CO₂·kg⁻¹) operando a condiciones ambientales y en una columna empacada, posicionándose como el material con mejor desempeño desde el punto de vista de

capacidad de captura. No obstante, su composición y costo deben ser considerados al evaluar su viabilidad económica y ambiental frente a alternativas más simples.

Tabla 28. Capacidad de adsorción de CO₂ de diversos materiales a base de hidróxidos.

Material adsorbente	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Sistema	Capacidad de adsorción de CO ₂ (mg _{CO2} · g ⁻¹)	Capacidad adsorción de CO ₂ (NL _{CO2} · kg ⁻¹)
^a NaOH/ Carbón activado	35-55	1	Lecho fijo	42.70	21.75
Ca(OH) ₂ (Este estudio)	22-27	1	Columna empacada	46.10	23.48
^a NaOH	25-40	1	Lecho fijo	87.70	44.68
^a NaOH/CaO	77-427	20	Adsorción por oscilación de temperatura (TSA)	132.00	67.24
^a Mg(OH) ₂	150-200	18.3	Lecho fijo	220.00	112.07
Cal sodada (Este estudio)	22-27	1	Columna empacada	325.46	165.79
^a Fuente de consulta: Ghaemi & Behroozi (2020)					

Análisis termogravimétrico de materiales post-mejora

Se realizaron Análisis Termogravimétrico (TGA) al material resultante de la adsorción de CO₂ bajo los diferentes flujos de operación. Las curvas obtenidas se muestran a continuación.

El material que se sometió al proceso de adsorción a flujo de 0.5 L · min⁻¹ mostró en el análisis termogravimétrico mostrado en la fig. 35 , 18.35% m de carbonato de calcio (CaCO₃), mientras que 11.59% m del material no reaccionó, permaneciendo como Ca(OH)₂.

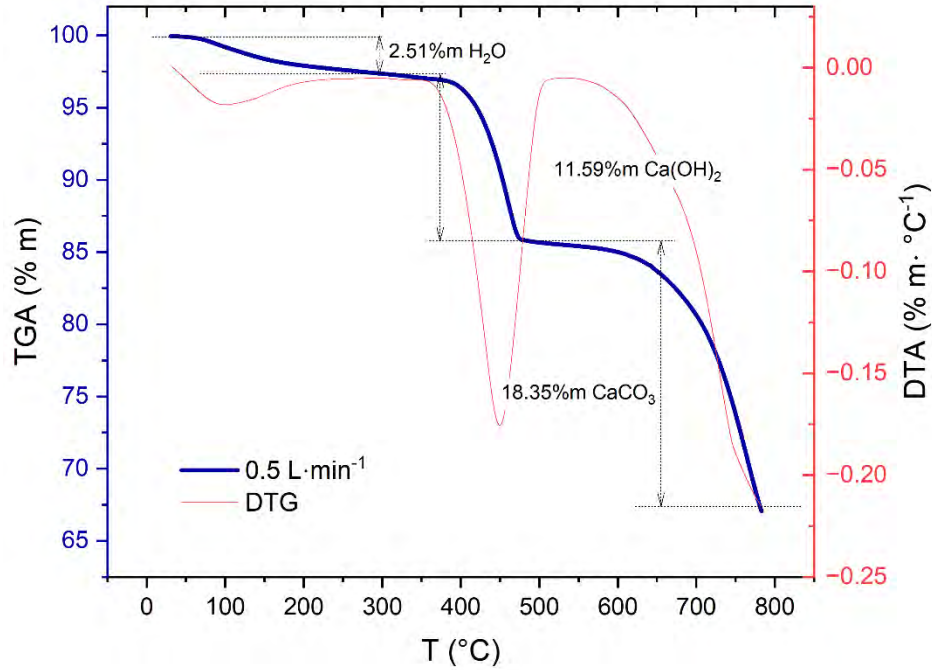


Fig. 35. TGA del material resultante de la adsorción de CO_2 a flujo de $0.5 \text{ L}\cdot\text{min}^{-1}$.

El material que se sometió al proceso de adsorción a flujo de $1.0 \text{ L}\cdot\text{min}^{-1}$ (fig. 36) contenía 17.02% m CaCO_3 , sin embargo, se muestra que 12.51% m del material no reaccionó al descomponerse como Ca(OH)_2 .

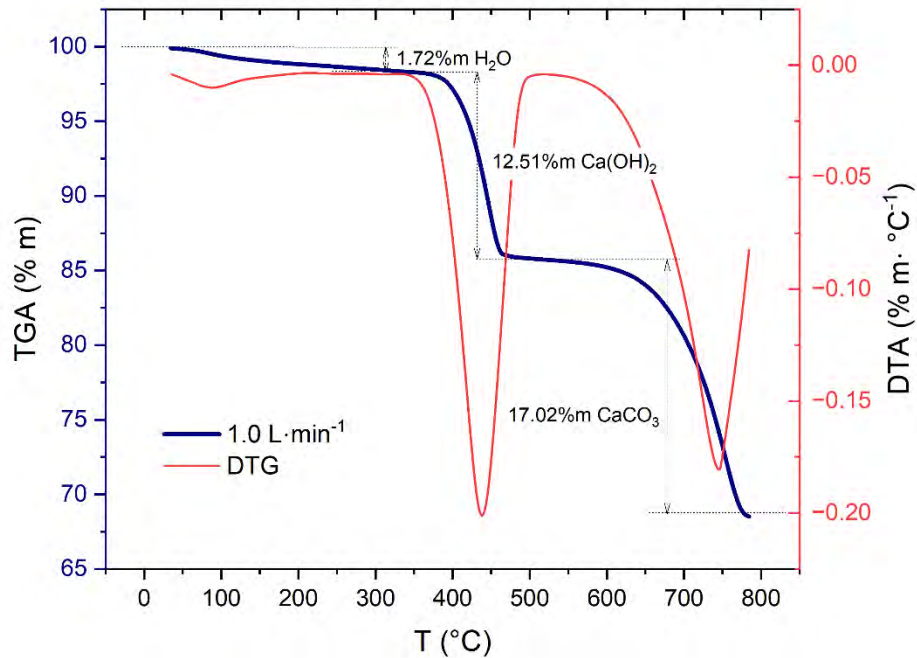


Fig. 36. TGA del material resultante de la adsorción de CO_2 a flujo de $1.0 \text{ L}\cdot\text{min}^{-1}$.

El material que se sometió al proceso de adsorción a flujo de $2.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$ (fig. 37) contenía 11.16% m CaCO_3 , 13.31% m del material no reaccionó, quedando en forma de $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

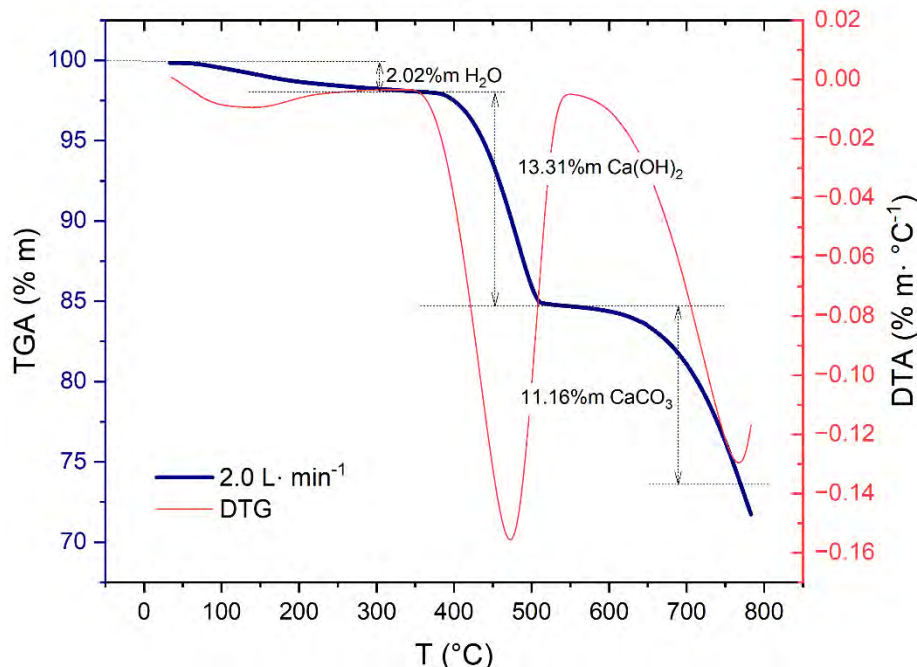


Fig. 37. TGA del material resultante de la adsorción de CO_2 a flujo de $2.0 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$.

Los resultados se resumen en la Tabla 29, los cuales reflejan una conversión decreciente con el aumento del caudal; datos que coinciden con los resultados obtenidos de capacidad de adsorción y las curvas de desempeño.

Tabla 29. Composición del material resultante del proceso de adsorción de CO_2 con $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

	$0.5 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$	$1 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$	$2 \text{ L} \cdot \text{min}^{-1}$
H₂O (%)	2.51	1.72	2.02
Ca(OH)₂ (%)	11.59	12.51	13.31
CaCO₃ (%)	18.35	17.02	11.16

La Tabla 29 muestra una disminución progresiva en la conversión de $\text{Ca}(\text{OH})_2$ a CaCO_3 conforme se incrementa el flujo de biogás, lo cual es consistente con las capacidades efectivas de adsorción determinadas a partir de las curvas de desempeño del sistema. Este comportamiento se explica por la reducción del tiempo de residencia del CO_2 en la columna

empacada a mayores caudales, lo que impide la difusión del CO_2 en el interior del material, provocando que la reacción se lleve a cabo en la superficie de las esferas y formando una capa superficial de CaCO_3 alrededor de las partículas de hidróxido de calcio, la cual actúa como una barrera que restringe el transporte del CO_2 hacia el núcleo no reaccionado del material.

Este mecanismo corresponde al modelo conocido como *shrinking core*, ampliamente reportado en procesos gas-sólido, y ha sido descrito por Zhu et al. (2024). La Figura 38 ilustra esquemáticamente este fenómeno y permite explicar por qué, a pesar de reducir el flujo de gas, no se alcanza una conversión completa del material absorbente.

El fenómeno también permitió identificar la necesidad de tener un material más poroso para favorecer la difusión del gas al interior de la esfera y así mejorar la conversión del $\text{Ca}(\text{OH})_2$ a CaCO_3 .

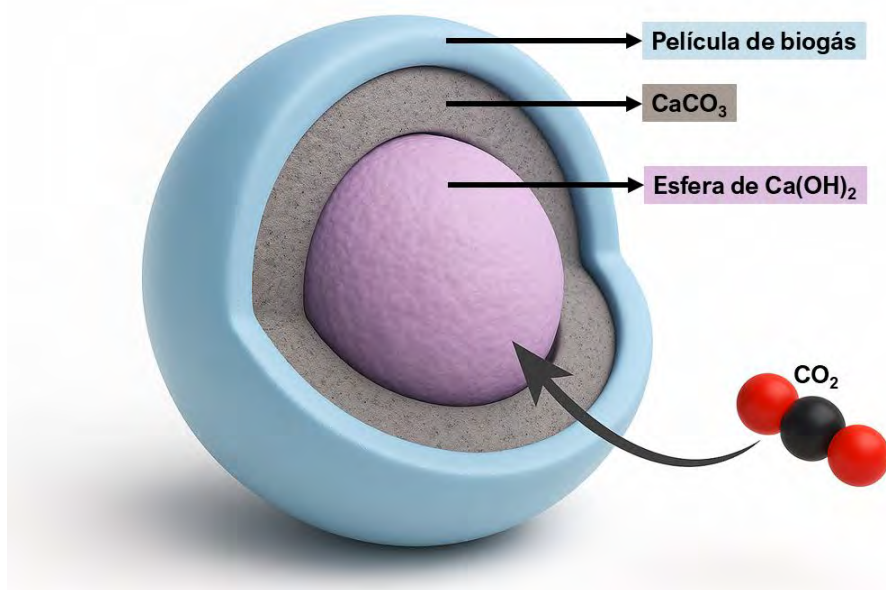


Fig. 38. Esquema de reacción del $\text{Ca}(\text{OH})_2$ como absorbente de CO_2 . Imagen generada con asistencia de IA (Microsoft Copilot), basada en la referencia (Zhu et al., 2024).

Análisis estadístico

El análisis estadístico se realizó mediante un ANOVA de dos vías, con el fin de evaluar el efecto del flujo y el tiempo de operación sobre la eficiencia de remoción de CO₂ y H₂S. Se emplearon nueve corridas experimentales correspondientes al diseño factorial. Los resultados analizados se muestran en la Tabla 30.

Tabla 30. Resultados experimentales del diseño de experimentos factorial.

Experimento	Flujo (L·min ⁻¹)	Tiempo (min)	Eficiencia de remoción de CO ₂ (%)	Concentración H ₂ S (ppm)	Eficiencia de remoción de H ₂ S (%)
1	0.5	0.1	90.76	2	98.94
2	0.5	2.0	99.80	1	99.47
3	0.5	4.0	99.78	1	99.47
4	1.0	0.1	87.38	4	95.51
5	1.0	2.0	99.72	1	98.88
6	1.0	4.0	95.60	1	98.88
7	2.0	0.1	75.25	1	76.27
8	2.0	2.0	99.68	3	94.92
9	2.0	4.0	19.83	2	96.61

Para el proceso de remoción de H₂S, el ANOVA mostró que el flujo tiene un efecto significativo sobre la eficiencia de remoción de H₂S ($p < 0.05$). La prueba de comparaciones múltiples de Tukey reveló diferencias significativas entre la mayoría de los niveles de flujo 0.5 y 1.0 con 2.0 L·min⁻¹).

Como se observa en la Figura 39, las diferencias no significativas se presentan principalmente en el flujo de 0.5 y 1.0 L·min⁻¹, independientemente del tiempo, lo que indica alta estabilidad del material para remover H₂S, esto ya que, debido a las bajas concentraciones del gas amargo en el biogás, el material no se agota en el periodo de tiempo evaluado y se mantiene estable la eficiencia de remoción.

Las diferencias más marcadas se encuentran entre los flujos bajos (0.5 y 1.0 L·min⁻¹) y el flujo alto (2.0 L·min⁻¹), lo que evidencia pérdida de eficiencia del material a mayores velocidades lineales.

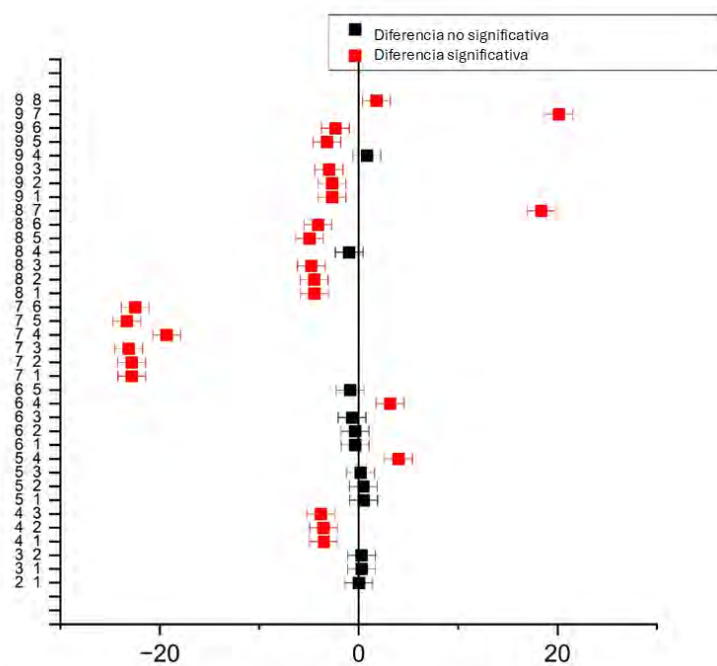


Fig. 39. Comparaciones múltiples de Tukey para condiciones de purificación de biogás.

Mejora de biogás

Para la remoción de CO₂, el ANOVA confirmó que tanto el flujo como el tiempo ejercen un efecto estadísticamente significativo ($p < 0.05$). La prueba de Tukey mostró diferencias entre prácticamente todos los niveles evaluados.

La Figura 40 permite observar que, incluso dentro del mismo flujo, el tiempo de operación genera diferencias significativas, lo cual es consistente con el rápido agotamiento del material absorbente.

Los tratamientos con mayor flujo presentan la diferencia más amplia con el resto de los experimentos ya que fue el que absorbió menos y se agotó más rápido, mientras que las diferencias menos marcadas fueron con flujos bajos.

Estos resultados coinciden con las tendencias observadas en las curvas de desempeño y las capacidades efectivas de adsorción.

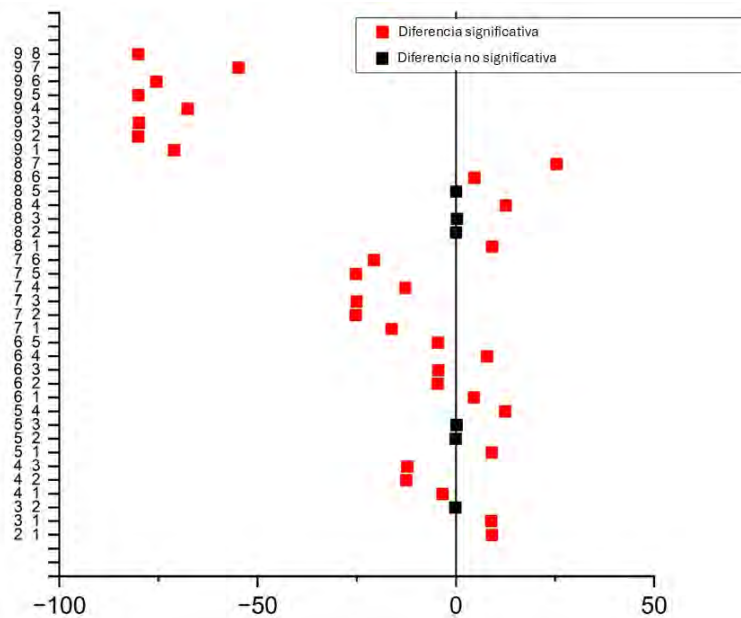


Fig. 40. Comparaciones múltiples de Tukey para condiciones de mejora de biogás.

Análisis de Ciclo de vida

A continuación, se presentan los resultados del ACV para los subsistemas evaluados. El primer subsistema se delimita como un análisis puerta a puerta (*gate-to-gate*) del proceso de purificación del biogás, cuya función es remover H_2S del biogás para su endulzamiento.

El segundo subsistema analizado fue el proceso de mejora de biogás, cuya función es remover CO_2 del biogás para la mejora de su potencial energético, el cual también se planteó como un análisis puerta a puerta.

El modelado del inventario y evaluación de impactos se realizó en el software SimaPro, empleando el método de análisis Eco-indicador 99 (H).

Purificación del biogás (Remoción de H_2S)

La Unidad Funcional (UF) del subsistema de purificación definida fue **1 kg de Azufre removido del biogás**, la elección de esta UF permitió la comparación de otras alternativas sin importar la concentración de H_2S probada en los experimentos reportados en bibliografía y en este trabajo.

La tabla 31 muestra el inventario de las diferentes tecnologías de endulzamiento de biogás evaluadas. En particular, el proceso de combustión directa del biogás únicamente demanda aire, sin embargo, la composición, la cual cuenta con CO_2 y H_2S provoca emisiones adicionales a las esperadas estequiométricamente como CH_4 y H_2S fugitivo del biogás al no llevar a cabo una combustión completa provocadas por el CO_2 presente en el biogás, así como SO_2 por la combustión del H_2S presente en el biogás.

Para evitar que el H_2S llegue al proceso de combustión se requiere de la limpieza del biogás, una de las alternativas más desarrolladas se lleva a cabo mediante adsorción del contaminante con carbón activado, este proceso requiere de 4.1 kg de carbón activado para la remoción de 1 kg de azufre elemental; el carbón activado debe tratarse para tener la capacidad de limpieza del biogás, se requieren 204 g de hidróxido de potasio para el tratamiento químico, ambos materiales agregan cargas ambientales al sistema. Además, al no contemplar valorización del material adsorbente, al agotar su capacidad se generan 4.1 kg de residuos y 424.72 g de H_2S emitidos.

En cambio, el proceso de adsorción con óxidos de hierro requiere 2.2 kg de viruta valorizada y agua para su oxidación, por lo que no representa una carga ambiental. El proceso únicamente produce 3.2 kg de residuos, sin embargo, al llevar a cabo el proceso de regeneración con aire, es posible obtener 1 kg de azufre elemental valorizable como fungicida y reducir 31.25% la producción de residuos que no necesariamente debe terminar en un vertedero, si no en un centro de reciclaje de materiales, para introducir el material ferroso nuevamente al ciclo productivo.

Tabla 31. Inventario del proceso de purificación de biogás para la remoción de H₂S.

	Unidad·UF ⁻¹	Carbón activado sin regeneración (Cano et al. (2018))	Combustión directa (Cano et al. (2018))	Adsorción óxidos de hierro (Este estudio)	Adsorción óxidos de hierro con recuperación de Azufre (Propuesta de mejora de este estudio)
Entradas					
Material empleado para remoción de H₂S					
Viruta oxidada	kg	0.0	0.0	2.2	2.2
Carbón activado	kg	4.1	0.0	0.0	0.0
Reactivos para tratamiento del material					
KOH	g	204.0	0.0	0.0	0.0
Agua	m ³	0.0	0.0	5.5·10 ⁻³	5.5·10 ⁻³
Energía					
Electricidad	kWh	0.9	0.0	0.0	0.0
Recursos naturales					
Aire	m ³	0.0	1725.0	0.0	0.0
Salidas					
Emisiones al aire					
H ₂ S	g	424.72	10.6	0.0	0.0
CH ₄	kg	0.0	1.0	0.0	0.0
NH ₃	g	0.0	0.4	0.0	0.0
NO _x	g	0.0	118.0	0.0	0.0
SO ₂	kg	0.0	1.9	0.0	0.0
Residuos					
Residuos a relleno sanitario	kg	4.1	0.0	3.2	2.2
Salidas a la tecnosfera (Productos evitados)					
Azufre-elemental	kg	0.0	0.0	0.0	1.0

La Fig. 41 muestra los resultados normalizados de las categorías de impacto evaluadas: daño a la salud humana, daño a la calidad del ecosistema y agotamiento de recursos. Los valores positivos se interpretan como cargas ambientales asociadas al sistema, mientras que los valores negativos indican impactos evitados, los cuales son ambientalmente favorables.

En la categoría de daño a la salud humana (fig. 41), el escenario de combustión directa del biogás presenta el mayor impacto ambiental, con un valor de 1.75×10^{-3} . Este resultado se atribuye a la emisión directa de compuestos sulfurados, principalmente óxidos de azufre y ácido sulfhídrico, generados durante el proceso de combustión, los cuales están ampliamente asociados con afecciones respiratorias y cardiovasculares.

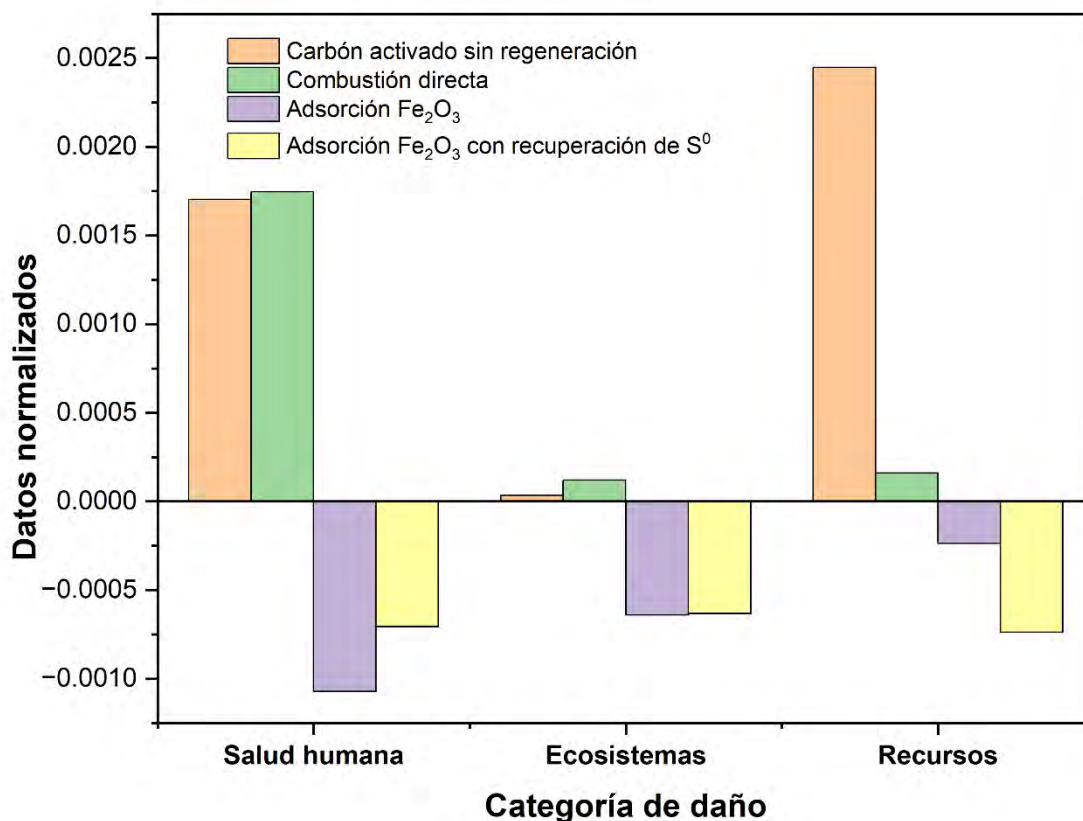


Fig. 41. Resultados normalizados del ACV para los cuatro escenarios de desulfuración de biogás en las categorías de daño: salud humana, ecosistemas y recursos. Metodología: Eco-Indicator 99 (H).

La incorporación de un proceso de limpieza de biogás reduce de manera significativa el impacto en esta categoría. En particular, la purificación mediante carbón activado sin regeneración presenta una disminución del impacto de 5×10^{-5} respecto a la combustión directa, lo que evidencia la relevancia de la remoción previa de H₂S. No obstante, este escenario mantiene un impacto positivo, lo que indica que las cargas ambientales asociadas a la obtención y activación del carbón activado continúan afectando la salud humana. Dichas cargas se relacionan con la demanda de combustibles fósiles, reactivos químicos y energía

eléctrica requeridos para la producción del material adsorbente, los cuales generan emisiones atmosféricas que deterioran la calidad del aire.

El sistema evaluado en este estudio presenta un impacto de -1.00×10^{-3} , lo que indica una reducción neta del daño a la salud humana. Este desempeño favorable se explica tanto por la mitigación de emisiones de compuestos sulfurados como por el uso de un material adsorbente valorizado, cuya obtención no requiere procesos intensivos ni una elevada demanda de recursos. La reutilización de viruta de hierro contribuye directamente a la reducción de emisiones asociadas a la extracción y procesamiento de materias primas vírgenes.

La propuesta que incorpora la valorización del azufre elemental obtenido durante la regeneración de la viruta también muestra un impacto favorable en esta categoría, con un valor de -7.06×10^{-4} , aunque de menor magnitud que la propuesta base. Esta diferencia se atribuye a la incorporación de operaciones adicionales, como aireación y tamizado, que incrementan el consumo energético y las emisiones asociadas, contrarrestando parcialmente los beneficios ambientales derivados de la sustitución del azufre agrícola convencional.

En la categoría de daño a los ecosistemas (fig. 41), la combustión directa del biogás es el escenario con mayor impacto ambiental, con un valor de 1.20×10^{-4} . Este impacto se asocia principalmente a la emisión de óxidos de azufre que, al reaccionar con la humedad atmosférica, pueden generar procesos de acidificación del suelo y efectos adversos sobre la biodiversidad.

El escenario de purificación mediante carbón activado presenta un impacto menor, de 3.51×10^{-5} , debido a la reducción directa de emisiones sulfuradas. Sin embargo, continúa representando una carga ambiental atribuible a las emisiones generadas durante la producción y activación del carbón, así como a los efluentes líquidos derivados del uso de hidróxido de potasio en el proceso de activación química.

Por su parte, el sistema basado en la adsorción de H_2S mediante viruta de hierro oxidada presenta impactos evitados en esta categoría, con un valor de -6.40×10^{-4} . Este comportamiento se explica por la prevención de emisiones propias de la combustión directa y por la valorización de un residuo industrial, lo que reduce la extracción de materias primas vírgenes y la alteración de los ecosistemas asociada a procesos industriales.

La incorporación de la valorización del azufre elemental también evita cargas ambientales; sin embargo, no representa un beneficio significativamente mayor respecto a la propuesta base, ya que el impacto en esta categoría es de -6.32×10^{-4} . Esto se debe a que el azufre convencional se obtiene mayoritariamente como subproducto de procesos de endulzamiento de combustibles fósiles, por lo que su sustitución no genera una reducción sustancial adicional en los impactos sobre los ecosistemas.

En la categoría de agotamiento de recursos (fig. 41), la purificación mediante carbón activado presenta la mayor carga ambiental, con un impacto de 2.45×10^{-3} , asociado a la elevada demanda de insumos materiales, reactivos químicos y combustibles fósiles requeridos para la producción y activación del adsorbente.

En contraste, el escenario desarrollado en este estudio muestra impactos evitados de -2.64×10^{-4} , resultado de la valorización de residuos metalmeccánicos, específicamente la viruta de hierro, lo que reduce la extracción de recursos vírgenes. El escenario que incorpora la valorización del azufre como fertilizante agrícola presenta el mayor beneficio en esta categoría, con un impacto de -7.37×10^{-4} , es decir, una carga evitada aproximadamente tres veces mayor que la obtenida sin la valorización del S^0 . Este resultado se explica por la sustitución simultánea de material ferroso y de azufre elemental producido por vías convencionales.

En conjunto, los resultados de la normalización por categoría de impacto, presentados en la fig. 41, evidencian que el proceso propuesto de limpieza de biogás no solo presenta ventajas operativas, sino también beneficios ambientales relevantes, al ser menos intensivo en recursos y emisiones que tecnologías de endulzamiento ampliamente empleadas, como la adsorción con carbón activado.

Finalmente, este análisis resalta la importancia de la remoción de H_2S del biogás incluso a concentraciones bajas, ya que su liberación continua genera impactos ambientales significativos. En este contexto, la combustión directa se propone como escenario base de comparación para el diseño de nuevas tecnologías de limpieza de biogás, con el objetivo de desarrollar sistemas que presenten impactos ambientales menores, como se observa en el caso de la adsorción mediante óxidos de hierro obtenidos a partir de viruta valorizada.

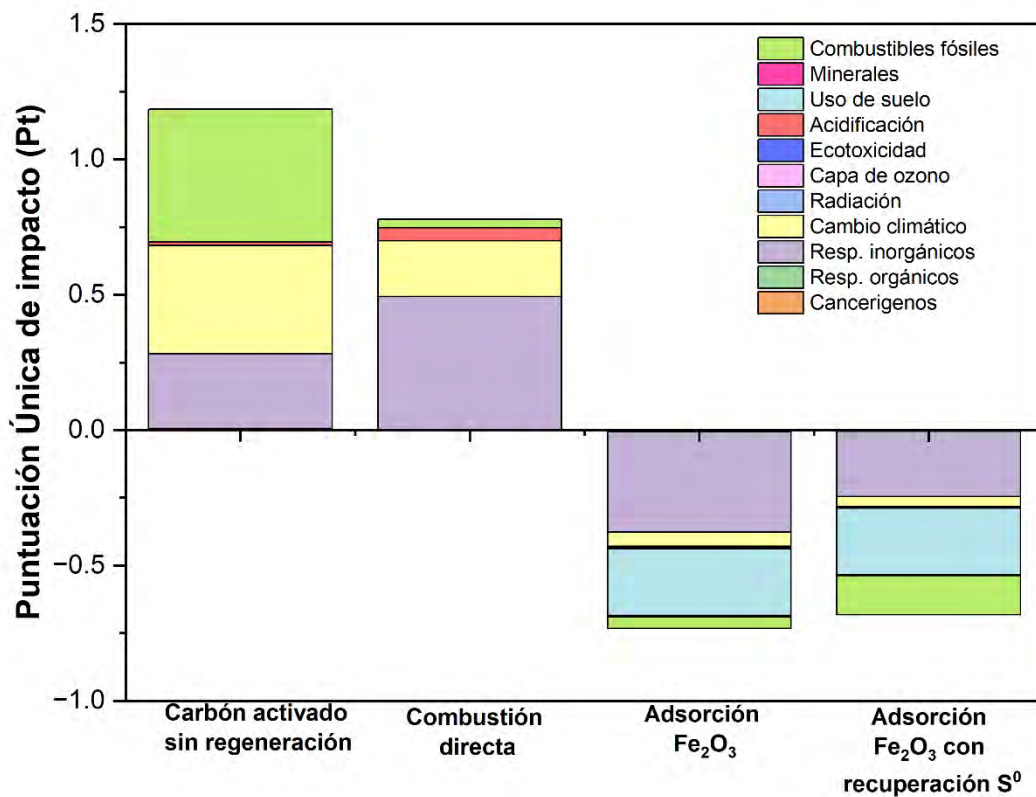


Fig. 42. Resultados de Puntuación Única por Categoría de impacto del ACV para los cuatro escenarios de desulfuración de biogás. Metodología: Eco-Indicator 99 (H).

El análisis de puntuación única, mostrado en la fig. 42, permite integrar el comportamiento ambiental global de cada escenario evaluado. En este contexto, el escenario con mayor impacto ambiental corresponde a la purificación del biogás mediante carbón activado sin regeneración, con una puntuación total de 1.18 Pt, superando incluso al escenario de combustión directa del biogás, cuyo impacto fue de 0.78 Pt. Este comportamiento se explica por la contribución dominante de las categorías de combustibles fósiles, cambio climático, respiración de inorgánicos y acidificación, asociadas principalmente a la obtención y procesamiento del material adsorbente.

En el escenario de purificación con carbón activado, la categoría de combustibles fósiles aportó 0.48 Pt, reflejando la elevada demanda energética asociada a la producción del adsorbente. Asimismo, la categoría de cambio climático contribuyó con 0.40 Pt, debido a las emisiones de gases de efecto invernadero generadas en el proceso de producción del carbón activado. La categoría de respiración de inorgánicos presentó una contribución de 0.28 Pt,

relacionada con la emisión de partículas y compuestos inorgánicos derivados de los tratamientos térmicos y químicos empleados durante la activación del material.

El escenario de combustión directa del biogás presenta también una carga ambiental relevante, con una puntuación de 0.78 Pt, concentrada principalmente en las categorías de respiración de inorgánicos, cambio climático y acidificación. La respiración de inorgánicos aportó 0.49 Pt, debido a la emisión directa de compuestos sulfurados durante la combustión, los cuales contribuyen simultáneamente a procesos de acidificación atmosférica. La categoría de cambio climático alcanzó la puntuación de 0.20 Pt, asociada a la liberación de gases de combustión y al uso energético del biogás sin un tratamiento previo.

En contraste, el escenario de adsorción de H₂S mediante viruta de hierro oxidada presentó una puntuación global de -0.73 Pt, lo que indica la prevención de cargas ambientales. Este comportamiento se explica por el uso de un residuo valorizado, que permite evitar impactos en diversas categorías ambientales. La categoría de respiración de inorgánicos presentó un impacto de -0.37 Pt, como resultado de la captura efectiva del H₂S. La categoría de uso de suelo contribuyó con -0.24 Pt, debido a la reducción en la extracción de recursos minerales vírgenes. Asimismo, se observaron impactos evitados en cambio climático (-0.05 Pt) y combustibles fósiles (-0.04 Pt), asociados a la menor demanda de energía y materiales primarios.

Para el escenario que incorpora la valorización del azufre elemental obtenido durante la regeneración de los óxidos de hierro, el impacto ambiental global se mantiene en el eje negativo, aunque con una magnitud ligeramente menor. Las categorías de uso de suelo y cambio climático presentan comportamientos similares al escenario sin valorización; sin embargo, se observa una mejora significativa en la categoría de combustibles fósiles, con una puntuación de -1.14 Pt. Este resultado se explica porque el azufre elemental se obtiene convencionalmente como subproducto del endulzamiento de combustibles fósiles, por lo que su recuperación a partir de una fuente alternativa reduce la demanda asociada a dichos procesos.

No obstante, la categoría de respiración de inorgánicos presenta una reducción menor, con un valor de -0.24 Pt, atribuida a la generación de partículas de azufre durante la obtención

del material en procesos no controlados, efecto que podría mitigarse mediante un diseño adecuado y un mayor control operativo.

En conjunto, ambos escenarios propuestos basados en la adsorción con viruta de hierro oxidada presentan un desempeño ambiental favorable, confirmando que el proceso de limpieza de biogás desarrollado cumple con criterios ambientales sólidos y puede considerarse una alternativa sustentable frente a tecnologías convencionales de endulzamiento.

Finalmente, los resultados evidencian que, si bien la purificación con carbón activado reduce las emisiones directas de compuestos sulfurados, el impacto ambiental no se elimina, sino que se desplaza hacia la etapa de obtención del material adsorbente, generando una carga ambiental incluso mayor que la combustión directa. Este comportamiento resalta la importancia de evaluar las tecnologías de purificación desde una perspectiva de ciclo de vida, y no únicamente a partir de sus emisiones durante la etapa de uso.

Remoción de CO₂ para obtención de biometano

La Unidad Funcional (UF) del subsistema de mejora se definió como 1 m³ de biogás con composición de 60% v/v CH₄ y 40% v/v CO₂ tratado para la obtención de biometano, lo que permite comparar de manera consistente las diferentes tecnologías evaluadas.

La Tabla 32 presenta el inventario de entradas y salidas asociado a las tecnologías de remoción de CO₂ consideradas. El proceso de separación criogénica destaca por no requerir reactivos químicos; sin embargo, presenta una demanda energética de 0.7 kWh para la obtención de 0.6 m³ de biometano, lo que refleja un consumo eléctrico significativo. Asimismo, se reportan emisiones fugitivas de CH₄, H₂S y SO₂, asociadas a pérdidas del sistema, las cuales contribuyen a impactos en categorías relacionadas con cambio climático y calidad del aire.

En el caso del lavado químico con monoetanolamina (MEA), el inventario muestra una menor demanda eléctrica (0.1 kWh) pero incorpora 0.1 kg de solvente MEA y 1.7 MJ de energía térmica por UF. Este escenario se distingue por la generación de efluentes líquidos que contienen amoníaco y acetaldehído, además de emisiones gaseosas similares a las del

proceso criogénico. La presencia de estos compuestos introduce cargas ambientales adicionales, particularmente relevantes en categorías asociadas a toxicidad y salud humana.

Tabla 32. Inventario del proceso de mejora de biogás para la remoción de CO₂.

	Unidad·UF ⁻¹	Separación criogénica (Florio et al., 2019)	Lavado químico (Florio et al., 2019)	Adsorción con esferas de Ca(OH) ₂ (Este estudio)	Adsorción con esferas de Ca(OH) ₂ con secado solar (Propuesta de mejora de este estudio)
Entradas					
Electricidad	kWh	0.7	0.1	4.3	0.1
Calor	MJ	0.0	1.7	0.0	0.0
Agua	kg	0.0	0.5	16.3	16.3
Hidróxido de calcio	kg	0.0	0.0	20.4	20.4
MEA	kg	0.0	0.1	0.0	0.0
Salidas					
Emisiones al aire					
CO ₂	kg	0.6	0.5	0.0	0.00
CH ₄	kg	1.5·10 ⁻²	1.4·10 ⁻²	0.0	0.0
SO ₂	kg	3.6·10 ⁻⁴	3.5·10 ⁻⁴	0.0	0.0
H ₂ S	kg	2.3·10 ⁻⁶	2.2·10 ⁻⁶	0.0	0.0
Emisiones al agua					
Amoniaco	kg	0.0	6.7·10 ⁻³	0.0	0.0
Acetaldehído	kg	0.0	1.75·10 ⁻¹	0.0	0.0
Agua	kg	0.0	0.0	4.6	5.0
Salidas a la tecnosfera (Productos evitados)					
Carbonato de calcio	kg	0.0	0.0	25.7	28.2
BioCH ₄	m ³	0.6	0.6	0.60	0.60

La tecnología de remoción sólido–gas con esferas de Ca(OH)₂, desarrollada en este estudio, presenta un inventario claramente dominado por el consumo de material absorbente, con una demanda de 20.4 kg de cal hidratada y 16.3 L de agua por UF, así como 4.3 kWh de electricidad requeridos para el secado del material. A diferencia de las tecnologías convencionales, este proceso no genera emisiones directas al aire, y sus salidas consisten principalmente en 25.7 kg de carbonato de calcio y agua residual, ambos con potencial de

valorización. Este comportamiento anticipa una transferencia de impactos hacia la etapa de producción del material, más que hacia la operación del sistema.

La propuesta de mejora mantiene la misma demanda de cal hidratada y agua, pero reduce el consumo eléctrico a 0.1 kWh mediante la sustitución del secado eléctrico por energía térmica solar, además de incrementar en 10% la capacidad de adsorción del material. Esta modificación del inventario permite prever una reducción significativa de impactos asociados al consumo energético, manteniendo la ausencia de emisiones directas y aumentando la cantidad de carbonato de calcio potencialmente valorizable de 25.4 a 28.2 kg por UF.

La Fig. 43 muestra los resultados normalizados del Análisis de Ciclo de Vida para los cuatro escenarios de mejora de biogás evaluados, considerando las categorías de daño a la salud humana, calidad de los ecosistemas y agotamiento de recursos. Los valores positivos representan cargas ambientales asociadas al sistema, mientras que los valores negativos corresponden a impactos evitados, los cuales se interpretan como beneficios ambientales.

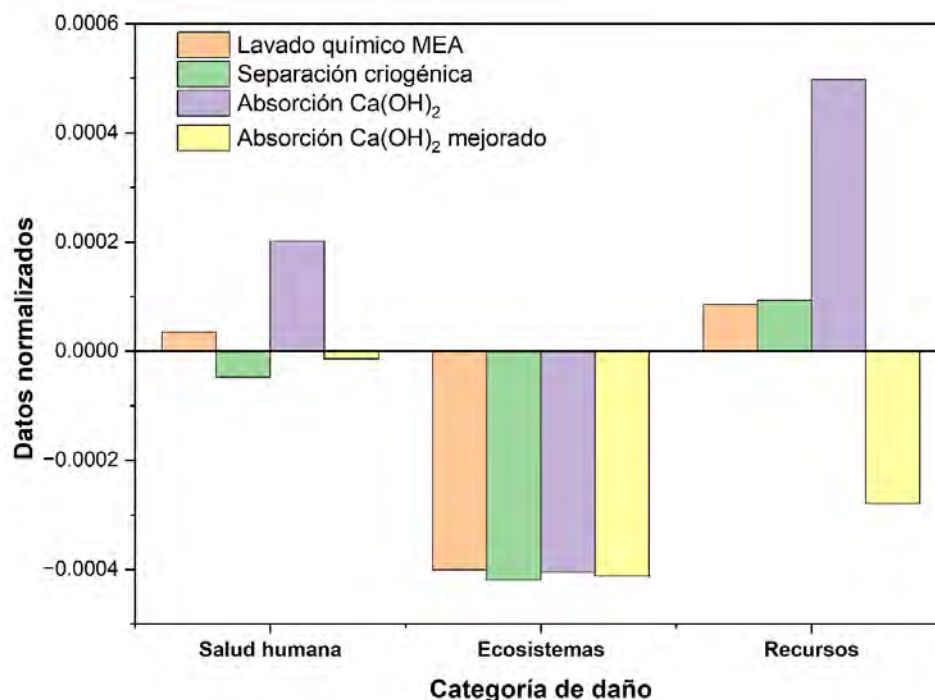


Fig. 43. Resultados normalizados del ACV para los cuatro escenarios de mejora de biogás en las categorías de daño: salud humana, ecosistemas y recursos. Metodología: Eco-Indicator 99 (H).

La Fig. 43 muestra los resultados normalizados del ACV para los cuatro escenarios evaluados, considerando las categorías de daño a la salud humana, ecosistemas y agotamiento de recursos, donde los valores positivos representan cargas ambientales y los valores negativos impactos evitados.

En la categoría de salud humana, el escenario de adsorción con Ca(OH)_2 convencional presenta el mayor impacto, con un valor de 2.01×10^{-3} , resultado que se relaciona directamente con el inventario mostrado en la Tabla 32, particularmente con la elevada demanda de cal hidratada (20.4 kg) y el consumo eléctrico requerido para el secado del material (4.3 kWh). Ambos procesos están asociados a emisiones de partículas y compuestos inorgánicos que afectan la calidad del aire y, por ende, la salud humana.

El lavado químico con MEA presenta una carga ambiental de 3.50×10^{-5} , atribuible principalmente a la producción del solvente y a las emisiones derivadas de su uso, coherentes con la presencia de efluentes que contienen amoníaco y acetaldehído. En contraste, la separación criogénica muestra un impacto evitado de -4.78×10^{-5} , asociado a la ausencia de reactivos químicos, a pesar de su demanda energética. De forma similar, el escenario de Ca(OH)_2 con mejoras presenta un impacto favorable (-1.42×10^{-5}), lo que confirma que la reducción del consumo eléctrico mediante energía solar térmica tiene un efecto directo y positivo sobre esta categoría.

En la categoría de daño a los ecosistemas, los cuatro escenarios presentan impactos evitados cercanos a -4.00×10^{-4} , comportamiento que se explica por la producción de biometano y su capacidad de sustituir parcialmente al gas natural fósil. Esta sustitución reduce impactos asociados a la extracción, procesamiento y combustión de combustibles fósiles, así como emisiones de CO_2 que contribuyen a procesos de acidificación ambiental.

Respecto al agotamiento de recursos, el escenario de adsorción con Ca(OH)_2 convencional muestra el mayor impacto (4.97×10^{-4}), consistente con la alta demanda de cal hidratada y energía eléctrica observada en el inventario. En contraste, la propuesta de mejora reduce este impacto hasta -2.79×10^{-4} , evidenciando que la sustitución de energía eléctrica por energía solar y el aumento en la eficiencia de adsorción permiten compensar las cargas asociadas al consumo de material.

Las tecnologías de separación criogénica y lavado con MEA presentan impactos positivos en esta categoría (9.34×10^{-4} y 8.51×10^{-4} , respectivamente), dominados por el consumo energético de origen fósil y, en el caso del MEA, por la demanda de recursos necesarios para la producción del solvente.

La Fig. 44 presenta los resultados de la evaluación de puntuación única por categoría de impacto para los cuatro escenarios analizados en la remoción de CO₂ del biogás. Esta métrica permite integrar las cargas e impactos evitados en un solo indicador ambiental, facilitando la comparación del desempeño global de cada tecnología.

El escenario de lavado químico con MEA obtuvo una puntuación única total de -1.29×10^{-1} Pt, lo que indica un desempeño ambiental global favorable, interpretado como prevención neta de cargas ambientales. No obstante, el proceso presenta contribuciones positivas relevantes en las categorías de combustibles fósiles (1.74×10^{-2} Pt), respiración de inorgánicos (1.51×10^{-2} Pt), cambio climático (7.33×10^{-3} Pt) y acidificación (6.73×10^{-3} Pt). Estas cargas se atribuyen principalmente a la producción y uso del solvente MEA, cuya obtención depende de procesos de refinación de gas y petróleo, así como a las emisiones asociadas a su manejo y regeneración. En contraste, el lavado químico con MEA muestra impactos evitados significativos en las categorías de uso de suelo (-1.66×10^{-1} Pt) y cancerígenos (-8.32×10^{-3} Pt), derivados de la producción de biometano, el cual sustituye parcialmente al gas natural fósil y reduce impactos asociados a su extracción y aprovechamiento energético.

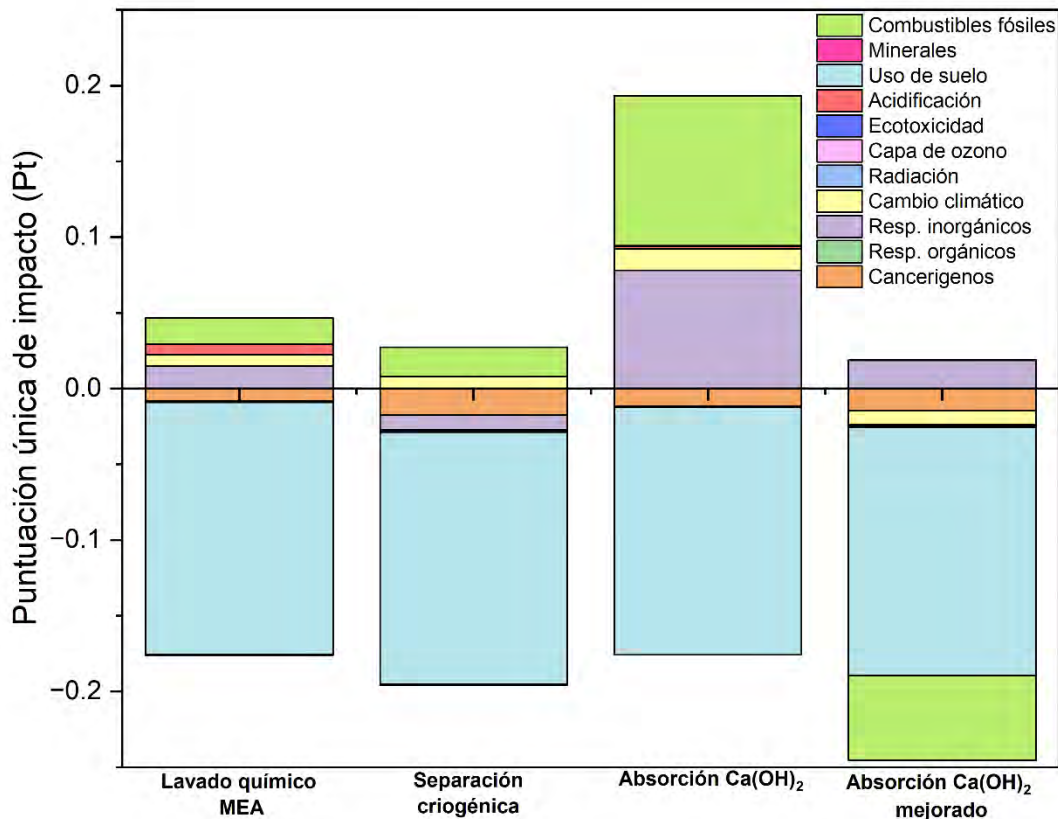


Fig. 44. Resultados de Puntuación Única por Categoría de impacto del ACV para los cuatro escenarios de remoción de CO₂ del biogás. Metodología: Eco-Indicator 99 (H).

Por otro lado, la separación criogénica presentó una puntuación única total de -1.68×10^{-1} Pt, indicando que las cargas ambientales generadas durante el proceso de mejora son compensadas por los beneficios asociados a la obtención de biometano. Las principales cargas ambientales se concentran en las categorías de combustibles fósiles (1.92×10^{-2} Pt) y cambio climático (8.07×10^{-3} Pt), debido al consumo de electricidad y a las emisiones indirectas derivadas de la generación eléctrica. Sin embargo, al no requerir reactivos químicos, esta tecnología evita impactos en categorías relacionadas con la respiración de inorgánicos (-9.68×10^{-3} Pt) y cancerígenos (-1.74×10^{-2} Pt), además de los impactos evitados asociados a la sustitución de combustibles fósiles reflejados en el uso de suelo.

El escenario de remoción de CO₂ mediante adsorción con Ca(OH)₂ en su configuración base obtuvo una puntuación única positiva de 1.78×10^{-2} Pt, lo que indica que las cargas ambientales generadas no son compensadas por la producción de biometano. Las categorías más afectadas corresponden a combustibles fósiles (9.90×10^{-2} Pt) y respiración de

inorgánicos (7.80×10^{-2} Pt), asociadas principalmente al consumo eléctrico requerido para el secado del material y a la elevada demanda de cal hidratada. Adicionalmente, la categoría de cambio climático presenta un impacto de 1.42×10^{-2} Pt, aproximadamente el doble del observado en las otras tecnologías, resultado de las emisiones asociadas tanto a la producción del material absorbente como al consumo energético del proceso.

En contraste, la propuesta de mejora basada en la sustitución de energía eléctrica por energía térmica solar alcanzó una puntuación única de -2.27×10^{-1} Pt, posicionándose como el escenario con menor impacto ambiental neto. En este caso, la principal carga al ambiente se mantiene en la categoría de respiración de inorgánicos (1.86×10^{-2} Pt), atribuida al uso de cal hidratada. No obstante, la sustitución de energía eléctrica por energía solar térmica permite evitar cargas ambientales significativas en las categorías de combustibles fósiles (-5.61×10^{-2} Pt) y cambio climático (-9.55×10^{-3} Pt), siendo este escenario el único que logra una reducción neta de impactos en dichas categorías.

En conjunto, el análisis de puntuación única confirma que la tecnología de adsorción de CO_2 con $\text{Ca}(\text{OH})_2$, en su configuración convencional, no resulta ambientalmente atractiva, ya que las cargas ambientales asociadas a la producción del material y al consumo energético superan los beneficios derivados de la captura de dióxido de carbono y la producción de biometano. Sin embargo, al incorporar las mejoras propuestas, el sistema se transforma en una alternativa ambientalmente competitiva, capaz de mitigar impactos asociados al uso de combustibles fósiles.

Finalmente, es importante señalar que este análisis considera únicamente los procesos de limpieza y mejora del biogás. Aguas arriba, el proceso de digestión anaerobia presenta un potencial adicional de reducción de impactos ambientales mediante la valorización de residuos orgánicos y estiércol bovino empleados en este estudio, lo que refuerza el carácter ambientalmente favorable del biometano cuando se evalúa desde una perspectiva integral de ciclo de vida.

Análisis económico

El análisis económico se realizó con el objetivo de estimar el costo unitario de producción de biometano, asociado al sistema propuesto de purificación y mejora del biogás. Los resultados se obtuvieron a partir de los consumos reales de insumos medidos durante el proceso experimental, sin considerar costos de infraestructura, equipos o mantenimiento.

Los costos se expresaron en términos de $\text{MXN}\cdot\text{m}^{-3}$, $\text{USD}\cdot\text{m}^{-3}$, $\text{MXN}\cdot\text{GJ}^{-1}$ y $\text{USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$, con el fin de compararlos con los límites establecidos por la Agencia Internacional de Energía (IEA), la cual recomienda que el costo de purificación y mejora del biogás para la obtención de biometano no supere los $3\text{ USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$, a fin de que el biocombustible sea competitivo frente al gas natural.

Remoción de H_2S mediante Fe_2O_3 de viruta oxidada

Se calculó el costo unitario de obtener 1 GJ de biometano a partir de biogás con una concentración de 143 ppm de H_2S , valor seleccionado de acuerdo con la concentración promedio registrada durante la etapa experimental.

La Tabla 33 presenta el desglose de los insumos empleados en el sistema de limpieza de biogás, así como el costo de purificación expresado por metro cúbico y por giga joule de biometano producido. Se observa que para la obtención de 1Nm^3 de biogás dulce, los insumos requeridos para la preparación del material adsorbente son 8 g de viruta, agua y jabón. Mientras que las salidas del sistema corresponden a agua propia de la reacción y la viruta agotada.

El costo total obtenido fue de $0.0726\text{ USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$, valor que cumple ampliamente con la restricción propuesta por la IEA. Este resultado indica que el sistema de adsorción con viruta oxidada es económicamente viable bajo las condiciones evaluadas.

Cabe destacar que la fuente de óxidos de hierro proviene del reciclaje de viruta metálica, un residuo de bajo costo (4.5 MXN, equivalente a 0.25 USD), cuyo acondicionamiento para la oxidación requiere únicamente agua y jabón. Esta característica contribuye de manera significativa a que el material adsorbente sea económicamente atractivo.

Tabla 33. Costo del proceso de purificación para la remoción del H₂S.

	Costo unitario	Unidad	Adsorción con viruta oxidada (Este estudio)	Unidad	Adsorción con viruta oxidada (Este estudio)	
Entradas						
Agua	188.23	MXN·m ⁻³	2.00·10 ⁻⁵	m ³	0.0038	
Jabón	36.5	MXN·kg ⁻¹	2.40·10 ⁻⁴	kg	0.0088	
Viruta	4.5	MXN·kg ⁻¹	8.00·10 ⁻³	kg	0.0360	
Salidas						
Agua	188.23	MXN·m ⁻³	3.97·10 ⁻⁶	m ³	0.0007	
S ^o	126.5	MXN·kg ⁻¹	0.00	kg	0.0000	
				Costo total	MXN·m⁻³	0.0478
				Costo total	USD·m⁻³	0.0026
				Costo total	MXN·GJ⁻¹	1.3346
				Costo total	USD·GJ⁻¹	0.0726

Asimismo, el costo de purificación presenta un margen amplio 2.92 USD respecto al límite recomendado por la AIE, lo cual resulta relevante debido a que la concentración de H₂S en el biogás puede variar ampliamente, alcanzando valores de hasta 5,000 ppm. En estos escenarios, el material adsorbente se agotaría con mayor velocidad y el costo de limpieza se incrementaría; sin embargo, el margen económico 40 veces mayor al costo de limpieza sugiere que el sistema tiene la capacidad de tolerar biogás con diferentes concentraciones de sulfuro de hidrógeno sin perder viabilidad económica.

La fig. 45 representa la distribución porcentual del costo de insumos empleados en la producción del material adsorbente. La viruta representa el 78.19% del costo total, lo que indica que el costo del proceso depende de este insumo principalmente. En cambio, los insumos asociados a la limpieza y oxidación del metal, como el agua y jabón representan el 6.19 y 15.62% respectivamente. Lo que permite concluir que el procesamiento del material no representa una carga económica elevada.

La implementación del sistema representaría una inversión inicial elevada si se compara con el costo de operación debido a la adquisición de la columna, sin embargo, al plantear

columnas empacadas rellenables simples de operar por el usuario, se espera que la inversión inicial se amortice a lo largo del tiempo de vida del sistema, favoreciendo su viabilidad técnica y económica.

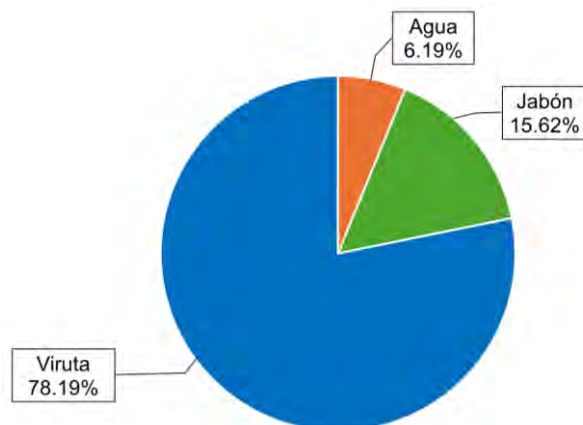


Fig. 45. Distribución porcentual de los costos de insumos en el proceso de adsorción de H_2S con viruta de hierro oxidada.

El proceso de adsorción propuesto permite que, al airear la viruta saturada con sulfuros de hierro, los óxidos de hierro se regeneren, dando lugar a la formación de azufre elemental (S^0). Este subproducto puede ser recuperado y valorizado como azufre agrícola, comúnmente utilizado como fungicida.

La Tabla 34 muestra el desglose de costos de operación de los insumos requeridos y el costo de limpieza del biogás cuando se considera la valorización del azufre elemental obtenido durante el proceso de regeneración de los óxidos de hierro presentes en la viruta. En el cual se observa que para la limpieza de 1 Nm^3 de biogás con 143 ppm de H_2S , se requieren únicamente 8 g de viruta oxidada y es posible obtener 7 mg de S^0 .

En este escenario, el costo unitario se reduce a $0.0712 \text{ USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$, lo que representa una disminución del 1.92 % respecto al escenario sin recuperación de S^0 . Si bien este resultado confirma que la valorización del azufre contribuye a reducir el costo del proceso, la ganancia económica es poco representativa, debido a las bajas concentraciones de H_2S presentes en el biogás tratado.

Tabla 34. Costo del proceso de purificación con recuperación de S⁰.

	Costo unitario	Unidad	Adsorción con viruta oxidada con valorización de S ⁰ . (Propuesta de mejora de este estudio)	Unidad	Adsorción con viruta oxidada con valorización de S ⁰ . (Propuesta de mejora de este estudio)
Entradas					
Agua	188.23	MXN·m ⁻³	2.00·10 ⁻⁵	m ³	0.0038
Jabón	36.5	MXN·kg ⁻¹	2.40·10 ⁻⁴	kg	0.0088
Viruta	4.5	MXN·kg ⁻¹	8.00·10 ⁻³	kg	0.0360
Salidas					
Agua	188.23	MXN·m ⁻³	3.97·10 ⁻⁶	m ³	0.0007
S ⁰	126.5	MXN·kg ⁻¹	7.07·10 ⁻⁶	kg	0.0008
			Costo total	MXN·m⁻³	0.0469
			Costo total	USD·m⁻³	0.0026
			Costo total	MXN GJ⁻¹	1.3096
			Costo total	USD GJ⁻¹	0.0712

La Fig. 46 compara los costos de endulzamiento del biogás, al no considerar la valorización del azufre elemental el costo de limpieza es de 0.0726 USD GJ⁻¹, mientras que, al valorizar el azufre elemental producido por la regeneración de la viruta, el costo se reduce a 0.0712 USD GJ⁻¹, los cuales no representan una diferencia atractiva ya que el proceso de regeneración y obtención del azufre cuenta con un margen de costos reducidos.

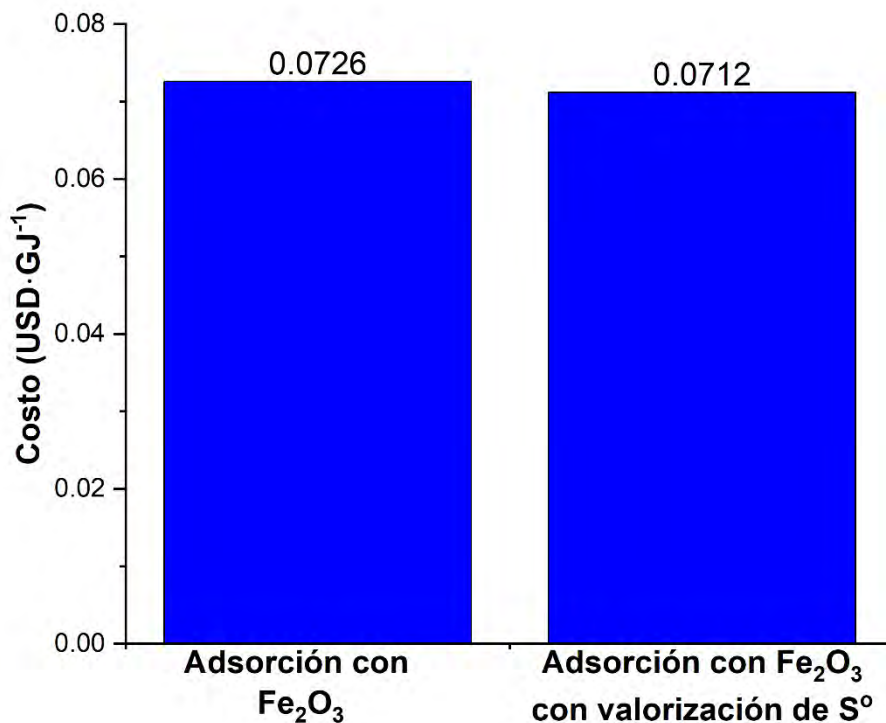


Fig. 46. Costos de remoción de H₂S del biogás.

En conjunto, el análisis económico demuestra que el sistema propuesto de limpieza de biogás mediante adsorción con viruta oxidada es competitivo y viable, mientras que la valorización del azufre elemental representa una oportunidad de obtención de azufre agrícola, aunque no represente beneficios económicos o ambientales significativos.

Remoción de CO₂ mediante esferas de Ca(OH)₂

Se calculó el costo unitario de remoción de CO₂ del biogás, considerando una composición de 60 %v CH₄ y 40 %v CO₂, con el objetivo de obtener 1 GJ de biometano. El análisis se realizó para dos materiales absorbentes, las esferas de hidróxido de calcio (Ca(OH)₂) desarrolladas en este estudio y esferas comerciales de cal sodada, empleando un proceso de adsorción sólido–gas.

La Tabla 35 presenta el desglose de los insumos utilizados en el sistema de mejora de biogás mediante esferas de Ca(OH)₂, así como el costo total expresado por metro cúbico y por giga joule de biometano producido. Se observa que para el tratamiento de 1 Nm³ de biometano, se requieren 30.61 kg de cal hidratada y 20 L de agua, cantidades que se podrían considerar excesivas si se considera la mínima cantidad de gas que puede mejorar. Por otro lado, al

haber obtenido el biometano, se producen 25.70 kg de carbonato de calcio, que de no considerar su valorización se volvería residuo, lo que implica problemas como la demanda de espacio para su almacenamiento y costos de recolección de residuos.

Tabla 35. Costo operación del proceso de mejora de biogás con $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

	Costo	Unidad	Adsorción sólido-gas sin valorización de residuos	Unidad	Adsorción sólido-gas sin valorización de residuos	
Entradas						
Electricidad	3.96	$\text{MXN}\cdot\text{kWh}^{-1}$	4.30	kWh	17.01	
Agua	188.23	$\text{MXN}\cdot\text{m}^{-3}$	0.02	m^3	4.61	
Hidróxido de calcio	4.30	$\text{MX}\cdot\text{kg}^{-1}$	30.61	kg	131.61	
Salidas						
Agua	188.23	$\text{MXN}\cdot\text{m}^{-3}$	0.01	kg	1.30	
Carbonato de calcio	21.00	$\text{MXN}\cdot\text{kg}^{-1}$	25.70	kg	0.00	
				Costo total	$\text{MXN}\cdot\text{m}^{-3}$	151.93
				Costo total	$\text{USD}\cdot\text{m}^{-3}$	8.31
				Costo total	$\text{MXN}\cdot\text{GJ}^{-1}$	4,243.50
				Costo total	$\text{USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$	232.14

El costo unitario obtenido para la mejora de 1 GJ de biogás mediante adsorción con $\text{Ca}(\text{OH})_2$ fue de $232.14 \text{ USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$, valor que supera en 76 veces el límite recomendado por la Agencia Internacional de Energía (AIE) de $3 \text{ USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$.

A pesar de que el material absorbente proviene de una materia prima económica, el elevado costo del proceso se atribuye principalmente al rápido agotamiento del $\text{Ca}(\text{OH})_2$, lo que genera una alta demanda de material. Esta limitación provoca un incremento significativo en los costos operativos del sistema de mejora.

La fig. 47 muestra la distribución porcentual del costo de insumos requeridos para la producción de las esferas de $\text{Ca}(\text{OH})_2$. La cal hidratada representa 85.89% del costo total, la cual representa la mayor carga económica para el proceso de remoción de CO_2 . Mientras que, la electricidad requerida para el secado de las esferas y el agua representan 11.10% y 3.01%

respectivamente, por lo que, el procesamiento del material no representa una carga económica relevante.

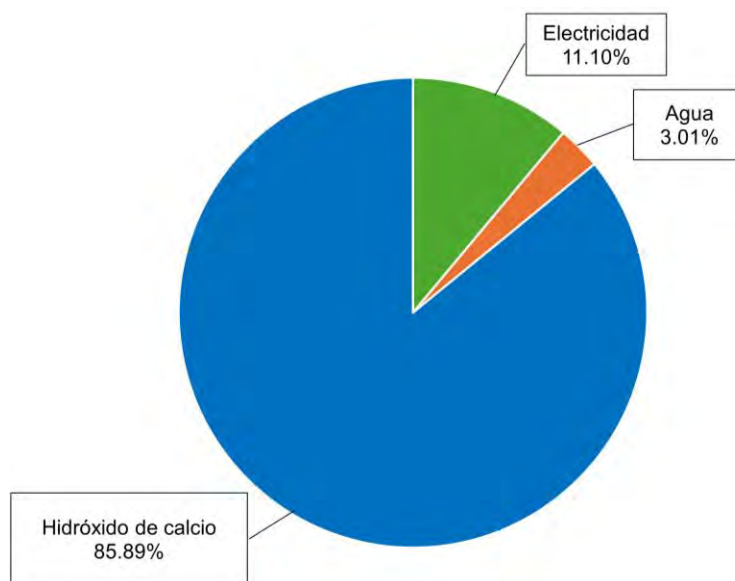


Fig. 47. Distribución porcentual de los costos de insumos en el proceso de adsorción de CO_2 con esferas de $Ca(OH)_2$.

No obstante, el proceso de adsorción genera subproductos potencialmente valorizables, principalmente agua y carbonato de calcio ($CaCO_3$), lo que abre la posibilidad de amortizar parcialmente los costos asociados a la remoción de CO_2 .

El agua recuperada podría ser recirculada al proceso de producción del material absorbente, reduciendo la demanda de agua potable. Por su parte, el carbonato de calcio tiene múltiples aplicaciones industriales, particularmente en los sectores agrícola, papelerero, alimenticio, farmacéutico y de la construcción.

En las industrias alimenticia y farmacéutica, la valorización del material resulta complicado debido a la pureza e inocuidad que requieren en sus productos, los cuales no pueden garantizarse con las condiciones del sistema de producción de biometano. No obstante, el sector agrícola utiliza cal agrícola, un producto compuesto por al menos 96 % de $CaCO_3$, empleado como estabilizador del pH del suelo, las cuales son condiciones menos estrictas y alcanzables en el sistema.

En el año 2025, el costo comercial promedio de la cal agrícola fue de $21.00 \text{ MXN} \cdot \text{kg}^{-1}$, mientras que la cal hidratada, materia prima del proceso, presentó un costo aproximado de

4.30 $\text{MXN}\cdot\text{kg}^{-1}$, lo que implica que el subproducto obtenido tiene un valor comercial aproximadamente cinco veces superior al de la materia prima empleada.

La Tabla 36 muestra el desglose de costos considerando la valorización del carbonato de calcio generado durante el proceso de adsorción como cal agrícola. Se observa que para el tratamiento de 1 Nm^3 de biometano, se requieren 30.61 kg de cal hidratada y 20 L de agua, cantidades que se podrían considerar excesivas si se considera la mínima cantidad de gas que puede mejorar. Por otro lado, al haber obtenido el biometano, se producen 28.20 kg de carbonato de calcio, los cuales se aprovecharán como cal agrícola, permitiendo obtener ingresos de 592.20 MXN.

Bajo este escenario, el costo unitario de mejora resultó de $-698.26 \text{ USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$, lo cual indica que el sistema podría generar ganancias económicas, en contraste con lo habitual en los procesos de remoción de CO_2 , que generalmente representan un costo operativo.

Tabla 36. Costo de operación del proceso de mejora de biogás con $\text{Ca}(\text{OH})_2$ con valorización del CaCO_3 .

	Costo	Unidad	Adsorción sólido-gas. Con mejoras	Unidad	Adsorción sólido-gas. Con mejoras	
Entradas						
Electricidad	3.96	$\text{MXN}\cdot\text{kWh}^{-1}$	0.10	kWh	0.40	
Agua	188.23	$\text{MXN}\cdot\text{m}^{-3}$	0.02	m^3	4.61	
Hidróxido de calcio	4.30	$\text{MXN}\cdot\text{kg}^{-1}$	30.61	kg	131.61	
Salidas						
Agua	188.23	$\text{MXN}\cdot\text{m}^{-3}$	0.01	kg	1.43	
Carbonato de calcio	21.00	$\text{MXN}\cdot\text{kg}^{-1}$	28.20	kg	592.20	
				Costo total	$\text{MXN}\cdot\text{m}^{-3}$	-457.01
				Costo total	$\text{USD}\cdot\text{m}^{-3}$	-25.00
				Costo total	$\text{MXN}\cdot\text{GJ}^{-1}$	-12,764.22
				Costo total	$\text{USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$	-698.26

Es importante señalar que esta interpretación está condicionada a que el subproducto obtenido presente una pureza mínima de 97 % de CaCO_3 , mientras que, los resultados experimentales mostraron que, a $0.5 \text{ L}\cdot\text{min}^{-1}$, un flujo que aseguro mayor conversión del

material, el material absorbente conservó 11.59 % de Ca(OH)_2 sin reaccionar, por lo que aún no se alcanza la calidad requerida para su valorización directa como cal agrícola.

Sin embargo, el margen económico observado es considerable. Aunque el valor recomendado por la AIE es de $3 \text{ USD}\cdot\text{GJ}^{-1}$, la valorización del CaCO_3 permitiría reducir el costo hasta 233 veces por debajo de dicho límite, lo que abre la posibilidad de incorporar tratamientos adicionales orientados a mejorar propiedades físicas del material, como el tamaño y distribución de poro, para favorecer la difusión del CO_2 hacia el interior de las esferas sin comprometer la viabilidad económica del proceso.

Remoción de CO_2 mediante esferas de cal sodada

Con fines comparativos, se evaluó la capacidad de adsorción de un material comercial similar a las esferas de Ca(OH)_2 , conocido como cal sodada, ampliamente utilizado en aplicaciones médicas e industriales para la adsorción de CO_2 , como en equipos respiratorios, cámaras hiperbáricas, submarinos y sistemas de buceo.

Se determinó que la cal sodada presentó una capacidad de producción de biometano de $216 \text{ NL}\cdot\text{kg}^{-1}$ de material absorbente, aproximadamente seis veces mayor que la obtenida con las esferas de Ca(OH)_2 , cuya capacidad fue de $35 \text{ NL}\cdot\text{kg}^{-1}$. No obstante, el análisis económico reveló que esta ventaja técnica no se traduce en viabilidad económica.

La Tabla 37 presenta el desglose de costos asociado a la remoción de CO_2 mediante cal sodada comercial. La demanda de material para la remoción de CO_2 es 6 veces menor que con esferas de hidróxido de calcio, sin embargo, el costo por kilogramo de cal sodada es de 120.06 MXN comparado con la cal hidratada que es de 4.30 MXN; provocando que el costo total del material requerido para la obtención de 1 Nm^3 sea de 555.22 MXN para la columna empacada con cal sodada y 131.61 MXN para la columna empacada con esferas de Ca(OH)_2 .

Tabla 37. Costo de operación del proceso de mejora de biogás con cal sodada.

	Costo	Unidad	Adsorción sólido-gas sin valorización de residuos	Unidad	Adsorción sólido-gas sin valorización de residuos
Entradas					
Electricidad	3.96	MXN·kWh ⁻¹	0.00	kWh	0.00
Agua	188.23	MXN·m ⁻³	0.00	m ³	0.00
Cal sodada	120.06	MXN·kg ⁻¹	4.62	kg	555.22
Salidas					
Agua	188.23	MXN·m ⁻³	0.02	m ³	4.35
Cal sodada agotada	0.00	MXN·kg ⁻¹	5.34	kg	0.00
Costo total				MXN·m⁻³	550.86
Costo total				USD·m⁻³	29.97
Costo total				MXN·GJ⁻¹	15385.63
Costo total				USD·GJ⁻¹	837.09

El costo unitario obtenido fue de 837.09 USD·GJ⁻¹, valor que supera en 279 veces el límite recomendado por la AIE. El elevado costo se debe principalmente al precio del material absorbente, el cual es significativamente mayor debido a su composición, método de fabricación y alta demanda en otros sectores industriales.

Además, no es viable proponer la valorización del material agotado, ya que contiene sodio y potasio, elementos cuya aplicación en suelos debe realizarse con precaución y para los cuales no se identificó una alternativa de aprovechamiento compatible.

La Fig. 46 presenta la comparación de los costos de remoción de CO₂ para los distintos escenarios evaluados. Los valores negativos observados pueden interpretarse como ganancias económicas potenciales asociadas al proceso de mejora de biogás.

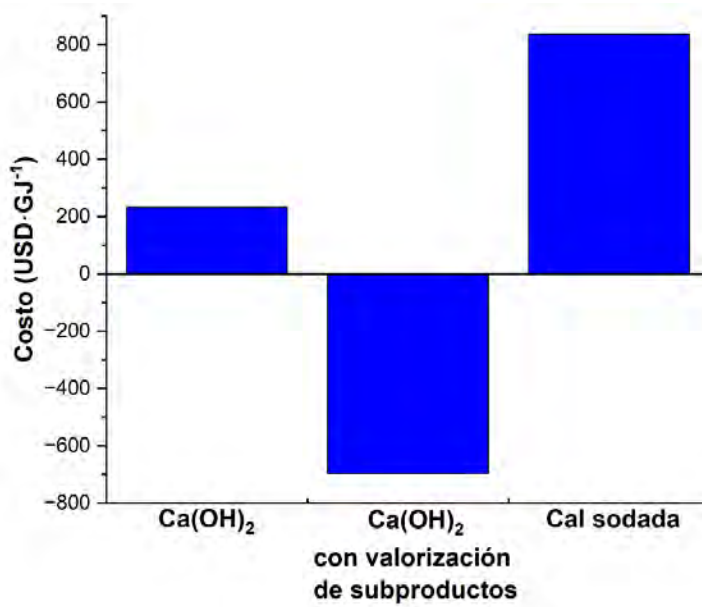


Fig. 48. Costos de remoción de CO₂ para la obtención de biometano.

Los resultados indican que el proceso de remoción de CO₂ propuesto en este estudio es económicamente inviable en su forma actual, debido al rápido agotamiento del material absorbente y a la elevada demanda de Ca(OH)₂. Sin embargo, la mejora de la capacidad de adsorción del material mediante tratamientos adicionales permitiría transformar el proceso en una tecnología económicamente atractiva, con la posibilidad de generar beneficios económicos, una ventaja que no ha sido ampliamente reportada para otras tecnologías de remoción de CO₂.

Aunque la cal sodada mostró un desempeño técnico superior, el análisis económico demostró que su alto costo la vuelve poco atractiva, incluso frente a materiales con menor capacidad de adsorción.

En conjunto, el análisis económico demuestra que el sistema propuesto de remoción de CO₂ del biogás mediante esferas de hidróxido de calcio requiere mejoras en el desempeño del material absorbente para alcanzar competitividad y viabilidad económica. No obstante, la valorización del carbonato de calcio generado representa una oportunidad relevante, capaz de convertir un proceso tradicionalmente costoso en una alternativa con potencial de rentabilidad, siempre que se optimicen las propiedades del material y las condiciones de operación.

Análisis de viabilidad del sistema en diferentes escalas de producción de biogás

Los análisis ambiental y económico desarrollados en secciones previas demostraron que el sistema propuesto de purificación de biogás para la obtención de biometano presenta un desempeño favorable bajo determinadas condiciones de operación. Sin embargo, el proceso de remoción de CO₂ se identificó como la etapa más demandante de material absorbente, lo que representa una limitante técnica determinante para su implementación a diferentes escalas de producción de biogás.

A partir de los resultados experimentales obtenidos en este estudio, se determinó que la purificación de 1 m³ de biogás requiere aproximadamente 28.56 kg de esferas de Ca(OH)₂, lo que equivale a un volumen útil de 0.07 m³ de material absorbente en la columna de adsorción al considerar densidad de las esferas de hidróxido de calcio de 388.50 kg·m⁻³. Este requerimiento constituye el parámetro base para el dimensionamiento del sistema y condiciona directamente su viabilidad técnica y operativa.

Con base en este valor, se realizó un análisis de viabilidad técnica considerando biodigestores reales instalados en México, representativos de escalas doméstica, productiva e industrial. La Tabla 38 presenta el dimensionamiento de las columnas de remoción de CO₂ para cada caso, considerando una vida útil del material de un día y una relación longitud/diámetro (L/D) de 10, relación que fue evaluada y validada experimentalmente en este trabajo.

La información de la Tabla 38 muestra que, en biodigestores de escala productiva e industrial, como el ubicado en Atlacomulco, la masa diaria requerida de material absorbente supera las 60 toneladas, lo que implica columnas con dimensiones del orden de 2.82 m de diámetro y 28.22 m de longitud. Este resultado evidencia que, a dichas escalas, el sistema enfrenta limitaciones técnicas y logísticas significativas, asociadas al suministro continuo de grandes volúmenes de material, la necesidad de maquinaria pesada para su manejo, áreas extensas para el almacenamiento del material agotado y una cadena de valorización constante del carbonato de calcio generado. En consecuencia, la aplicación del sistema a escalas productivas e industriales se considera técnicamente inviable bajo las condiciones evaluadas.

Tabla 38. Dimensionamiento de la columna de remoción de CO₂ en biodigestores instalados en México.

Biodigestor	Ubicación	Producción diaria de biogás (m ³ ·día ⁻¹)	Escala de producción	Masa de material (kg)	Volumen de la columna (m ³)	Diámetro (m)	Longitud (m)
Milpa Alta	Ciudad de México	106	Sector doméstico	3,018.79	7.77	1.00	9.96
Atacomulco	Estado de México	2,400	Sector productivo	68,544.00	1.76·10 ²	2.82	28.22
La Perseverancia	Cuatla, Morelos	5,479	Sector productivo	156,493.09	4.03·10 ²	3.72	37.15
Saltillo	Saltillo, Coahuila	21,896	Sector productivo	625,346.62	1.61·10 ³	5.90	58.96
San Nicolás	Aguascalientes, Aguascalientes	28,921	Sector industrial	825,970.91	2.13·10 ³	6.47	64.69
Salinas Victoria	Monterrey, Nuevo León	227,827	Sector industrial	6,506,750.54	1.67·10 ⁴	12.87	128.72

En contraste, para biodigestores de escala doméstica y comunitaria, con producciones diarias de biogás inferiores a 150 m³·día⁻¹, como el caso del biodigestor de Milpa Alta, los requerimientos de material y las dimensiones del sistema resultan significativamente más manejables. En este escenario, la masa diaria requerida es del orden de 3 toneladas de material absorbente, y la columna presenta dimensiones aproximadas de 1.0 m de diámetro y 9.96 m de longitud, lo que permite su implementación desde un punto de vista técnico y operativo.

Una vez delimitado el rango de producción en el cual el sistema puede considerarse viable, se realizó un análisis específico para escenarios domésticos y comunitarios, considerando volúmenes típicos de biodigestores y usos comunes, tales como viviendas individuales, aplicaciones colectivas, pequeños productores agroindustriales y esquemas comunitarios. El dimensionamiento correspondiente se presenta en la Tabla 39.

Tabla 39. Dimensionamiento de la columna de remoción de CO₂ en escala doméstica.

Volumen del biodigestor (m ³)	Producción diaria de biogás (m ³ ·día ⁻¹)	Uso común	Masa de material (kg)	Volumen de la columna (m ³)	Diámetro (m)	Longitud (m)
10	8	Vivienda (4-6 personas)	228.48	0.59	0.42	4.21
20	16	Colectiva (5 viviendas)	456.96	1.18	0.53	5.31
80	60	Agroindustrial	1,713.60	4.41	0.83	8.25
180	150	Central comunitaria/ Cooperativa	4,284.00	11.03	1.12	11.20

Para el caso de una vivienda individual con un biodigestor de 10 m³, las dimensiones estimadas de la columna, manteniendo la relación L/D de 10, corresponden a 0.45 m de diámetro y 4.54 m de longitud. La fig. 49 presenta un esquema a escala de la columna de adsorción de CO₂ para diferentes capacidades de producción de biogás a escala doméstica y comunitaria.

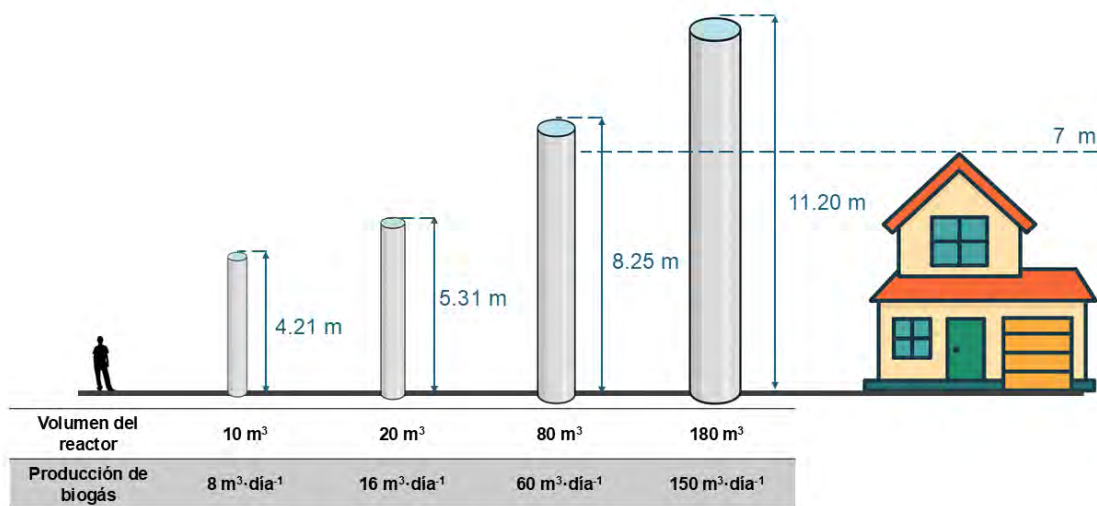


Fig. 49 Esquema representativo de las dimensiones calculadas de las columnas de adsorción de CO₂.

Estos resultados ponen de manifiesto que, si bien el sistema de remoción de CO₂ mediante Ca(OH)₂ es técnicamente viable en aplicaciones domésticas y comunitarias, su implementación requiere un diseño detallado del equipo. Por ello, se considera pertinente que trabajos futuros evalúen relaciones L/D menores, con el objetivo de reducir la altura de

las columnas sin comprometer de manera significativa la eficiencia de remoción de CO₂ del material absorbente. O bien diseñar el reactor de tal manera que cuente con múltiples salidas y se instalen más columnas, pero de tal manera que sus dimensiones sean accesibles.

Conclusiones

El presente trabajo desarrolló y evaluó un sistema de purificación de biogás para la obtención de biometano, basado en principios de producción más limpia y economía circular, mediante el uso de óxidos de hierro derivados de la valorización de viruta metálica para la remoción de H₂S y esferas de hidróxido de calcio obtenidas a partir de cal hidratada para la remoción de CO₂. El sistema explora una alternativa de interacción sólido–gas poco reportado en la literatura, con la ventaja de operar a condiciones ambientales de presión y temperatura, reduciendo el consumo energético del proceso.

El sistema operó exitosamente a escala laboratorio y se identificó el flujo de operación como una variable crítica. Al evaluar flujos de 0.5, 1.0 y 2.0 L·min⁻¹, el mejor desempeño se obtuvo a 0.5 L·min⁻¹, alcanzando eficiencias de remoción superiores al 99% para H₂S y CO₂, así como concentraciones de metano superiores al 95% v/v, obteniendo un gas con calidad de biometano. A este flujo, la capacidad de captura de CO₂ fue de 23.34 NL·kg⁻¹ de material, permitiendo recuperar al menos 35 NL de CH₄ por kilogramo de esferas de Ca(OH)₂.

En la etapa de endulzamiento, los óxidos de hierro mostraron una elevada afinidad química por el azufre, logrando la remoción total de H₂S a partir de concentraciones iniciales de 146 ppm y presentando un desempeño ambiental superior al de tecnologías convencionales. En contraste, la remoción de CO₂ con Ca(OH)₂ mostró limitaciones asociadas a la formación de una capa superficial de CaCO₃, que restringe la difusión del gas hacia el interior del material, conforme al modelo de núcleo no reaccionado, evidenciando la necesidad de optimizar propiedades como la porosidad y el tamaño de partícula.

El Análisis de Ciclo de Vida indicó que la remoción de H₂S presenta impactos ambientales reducidos e incluso evitados en categorías como cambio climático, salud humana y uso de recursos, particularmente al incorporar la reutilización de materiales. La etapa de remoción de CO₂ mostró un desempeño ambiental menos favorable debido a la alta demanda de material y energía; no obstante, la incorporación de mejoras como el secado térmico solar y el aumento de la capacidad de adsorción permitiría reducir significativamente dichos impactos.

Desde el punto de vista económico, la remoción de H₂S resultó altamente competitiva, con costos inferiores a 0.07 USD·GJ⁻¹ de biometano, mientras que la remoción de CO₂ no es viable en su configuración actual. Sin embargo, la valorización del carbonato de calcio generado y las mejoras propuestas abren la posibilidad de escenarios económicamente favorables. Finalmente, el análisis de escalamiento permitió concluir que el sistema es técnicamente viable para aplicaciones domésticas y comunitarias, con producciones de biogás menores a 150 m³·día⁻¹, posicionándose como una alternativa sostenible y prometedora para la producción descentralizada de biometano.

Recomendaciones de trabajos futuros

Con base en los resultados obtenidos en el presente estudio, se identifican diversas líneas de investigación orientadas a fortalecer la viabilidad técnica, ambiental y económica del sistema de purificación y mejora de biogás propuesto a fin de obtener una tecnología competitiva, a las ya desarrolladas, que atienda las necesidades energéticas y climáticas actuales. En particular, se recomienda profundizar en los siguientes aspectos:

- **Optimización de las condiciones de operación del proceso de adsorción de CO₂ con Ca(OH)₂.**

Se sugiere evaluar el sistema a diferentes relaciones L/D, con el fin de obtener la relación optimizada, preferentemente menor a 10 para garantizar la accesibilidad y manejo del sistema de producción de biogás escalado.

- **Explorar algún tratamiento fisicoquímico de las esferas de Ca(OH)₂ para mejorar su capacidad de remoción de CO₂.**

Los resultados experimentales evidenciaron limitaciones asociadas a la formación de una capa superficial de CaCO₃ que restringe la difusión del CO₂. En este contexto, resulta pertinente explorar tratamientos fisicoquímicos orientados a incrementar la porosidad, el área superficial y la accesibilidad de los sitios reactivos del material. Se recomienda que dichos tratamientos se desarrollen bajo principios de producción más limpia y economía circular, de modo que la mejora en el desempeño técnico no implique un incremento significativo en la carga ambiental del proceso.

Además, se recomienda explorar la variación de humedad en el material, proponiendo que con un incremento de al menos 1% de humedad, de tal manera que propicie la solubilidad del CO₂ en el material absorbente.

- **Profundización en el estudio del mecanismo de desulfuración con óxidos de hierro derivados de viruta.**

La valorización del azufre elemental presenta ventajas ambientales y económicas, que si bien, no representan un impacto significativo, representan una contribución e impulso de la economía circular que vale la pena impulsar. Por lo que se recomienda realizar un estudio

con el objetivo de sentar las bases para una recuperación más eficiente del azufre como subproducto valorizable.

- **Evaluación del desempeño del sistema a escala piloto y bajo condiciones reales de operación.**

Como continuidad del presente trabajo, se recomienda evaluar el sistema en configuraciones piloto o demostrativas, utilizando biogás proveniente de digestores directamente conectados al sistema. Este análisis permitiría validar los resultados obtenidos a escala laboratorio y definir criterios de diseño más robustos para su futuro escalamiento.

Referencias bibliograficas

- Abatzoglou, N., & Boivin, S. (2009). A review of biogas purification processes. En *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* (Vol. 3, Número 1, pp. 42–71).
<https://doi.org/10.1002/bbb.117>
- Adnan, A. I., Ong, M. Y., Nomanbhay, S., Chew, K. W., & Show, P. L. (2019). Technologies for biogas upgrading to biomethane: A review. *Bioengineering*, 6(4).
<https://doi.org/10.3390/bioengineering6040092>
- Ahmad, W., Sethupathi, S., Kanadasan, G., Lau, L. C., & Kanthasamy, R. (2021). A review on the removal of hydrogen sulfide from biogas by adsorption using sorbents derived from waste. *Reviews in Chemical Engineering*, 37(3), 407–431.
<https://doi.org/10.1515/revce-2018-0048>
- Ahmed, S. F., Mofijur, M., Tarannum, K., Chowdhury, A. T., Rafa, N., Nuzhat, S., Kumar, P. S., Vo, D. V. N., Lichtfouse, E., & Mahlia, T. M. I. (2021). Biogas upgrading, economy and utilization: a review. En *Environmental Chemistry Letters* (Vol. 19, Número 6, pp. 4137–4164). Springer Science and Business Media Deutschland GmbH. <https://doi.org/10.1007/s10311-021-01292-x>
- Ardolino, F., Cardamone, G. F., Parrillo, F., & Arena, U. (2021). Biogas-to-biomethane upgrading: A comparative review and assessment in a life cycle perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110588>
- Atelge, M. R., Senol, H., Mohammed, D., Hansu, T. A., Krisa, D., Atabani, A., Eskicioglu, C., Muratçobanoğlu, H., Unalan, S., Slimane, K., Azbar, N., & Kıvrak, H. D. (2021). A critical overview of the state-of-the-art methods for biogas purification and utilization processes. En *Sustainability (Switzerland)* (Vol. 13, Número 20). MDPI.
<https://doi.org/10.3390/su132011515>
- Awe, O. W., Zhao, Y., Nzihou, A., Minh, D. P., & Lyczko, N. (2017). A Review of Biogas Utilisation, Purification and Upgrading Technologies. En *Waste and Biomass Valorization* (Vol. 8, Número 2, pp. 267–283). Springer Science and Business Media B.V. <https://doi.org/10.1007/s12649-016-9826-4>
- Aworanti, O. A., Ajani, A. O., Agbede, O. O., Agarry, S. E., Ogunkunle, O., Laseinde, O. T., Kalam, M. A., & Fattah, I. M. R. (2023). Enhancing and upgrading biogas and biomethane production in anaerobic digestion: a comprehensive review. En *Frontiers in Energy Research* (Vol. 11). Frontiers Media SA.
<https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1170133>
- Baena-Moreno, F. M., Mei, D., Leion, H., & Pallarès, D. (2023). Biogas upgrading through calcium looping: Experimental validation and study of CO₂ capture. *Biomass and Bioenergy*, 176. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2023.106918>

- Blanco, G., & Keesler, D. (2021). *BIOENERGÍA Y DESARROLLO SOSTENIBLE: UNA RELACIÓN DIFÍCIL*.
- Cano, P. I., Colón, J., Ramírez, M., Lafuente, J., Gabriel, D., & Cantero, D. (2018). Life cycle assessment of different physical-chemical and biological technologies for biogas desulfurization in sewage treatment plants. *Journal of Cleaner Production*, 181, 663–674. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.02.018>
- Carro, A., Chacartegui, R., Ortiz, C., Arcenegui-Troya, J., Pérez-Maqueda, L. A., & Becerra, J. A. (2023). Integration of calcium looping and calcium hydroxide thermochemical systems for energy storage and power production in concentrating solar power plants. *Energy*, 283. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128388>
- De Godos, I., Pascual, S., & Lisbona, P. (2022). *Novel biogas upgrading technology by means of Calcium Looping process*. <https://ssrn.com/abstract=4277583>
- Energy Agency, I. (2024). *World Energy Outlook 2024*. www.iea.org/terms
- Energy Institute. (2025). *Statistical Review of World Energy* .
- Faramawy, S., Zaki, T., & Sakr, A. A. E. (2016). Natural gas origin, composition, and processing: A review. En *Journal of Natural Gas Science and Engineering* (Vol. 34, pp. 34–54). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030>
- Florio, C., Fiorentino, G., Corcelli, F., Ulgiati, S., Dumontet, S., Güsewell, J., & Eltrop, L. (2019). A life cycle assessment of biomethane production from waste feedstock through different upgrading technologies. *Energies*, 12(4). <https://doi.org/10.3390/en12040718>
- Ghaemi, A., & Behroozi, A. H. (2020). Comparison of hydroxide-based adsorbents of Mg(OH)₂ and Ca(OH)₂ for CO₂ capture: utilization of response surface methodology, kinetic, and isotherm modeling. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 10(5), 948–964. <https://doi.org/10.1002/ghg.2015>
- Gutierrez, J. P. (2018). *Situacion-actual y escenarios para el desarrollo del biogas en Mexico hacia 2024 y 2030*.
- Han, S. J., Yoo, M., Kim, D. W., & Wee, J. H. (2011). Carbon dioxide capture using calcium hydroxide aqueous solution as the absorbent. *Energy and Fuels*, 25(8), 3825–3834. <https://doi.org/10.1021/ef200415p>
- Hannah Ritchie. (2020). *Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from?* <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>
- IMCO. (2023). *¿Cuál es el costo real del agua en México? Regulación y tarifas*.
- Jepleting, A., Mecha, A. C., Sombei, D., Moraa, D., & Chollom, M. N. (2025). Potential of low-cost materials for biogas purification, a review of recent developments. En

Renewable and Sustainable Energy Reviews (Vol. 210). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115152>

- Jones, C. P. (2016). (12) *United States Patent (45) Date of Patent: (54) (71) (72) (73) (*) (21) (22) (65) (62) (51) (52) (58) ADSORBENT HAVING UTILITY FORCO, CAPTURE FROM GAS MIXTURES.*
- Josefina Renedo, M., Pesquera, C., González, F., & Fernández, J. (2013). Use of TG-DSC-MS and gas analyzer data to investigate the reaction of CO₂ and SO₂ with Ca(OH)₂ at low temperature. *Chemical Engineering Transactions*, 35, 739–744.
<https://doi.org/10.3303/CET1335123>
- Kapoor, R., Ghosh, P., Tyagi, B., Vijay, V. K., Vijay, V., Thakur, I. S., Kamyab, H., Nguyen, D. D., & Kumar, A. (2020). Advances in biogas valorization and utilization systems: A comprehensive review. *Journal of Cleaner Production*, 273.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123052>
- Llamas de la Torre, L. (2018). *Proyectos de Aprovechamiento Energético a partir de Residuos Urbanos en México.*
- López Hernández, E., Gomes Cabral, B., Morgan-Sagastume, M., Juan, & Dos Santos Silva, J. E. (2019). *Guía práctica de desulfuración biológica de biogás.*
- Madhania, S., Kusdianto, K., Machmudah, S., Nurtono, T., Widiyastuti, W., & Winardi, S. (2020). Biogas quality upgrading by carbon mineralization with calcium hydroxide solution in continuous bubble column reactor. *AIP Conference Proceedings*, 2197.
<https://doi.org/10.1063/1.5140960>
- Merida Municipal Solid Waste to Energy.* (2015).
<http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1191330441.32/view>
- Moomaw, W., Yamba, F., Kamimoto, M., Maurice, L., Nyboer, J., Urama Kenya, K., Weir Fiji, T., Bruckner, T., Jäger-Waldau, A., Pan, J., & van Ypersele, J.-P. (2011). *Renewable Energy and Climate Change Coordinating Lead Authors: Lead Authors: Contributing Authors: Review Editors.*
- NOAA. (2025). *Global Monitoring Laboratory - Trends in Atmospheric Methane.* 2025.
- Ortiz, M., Ortíz, R., & Gómez, G. (2015). *REPORTE DE INTELIGENCIA TECNOLÓGICA Biocombustibles Gaseosos.*
- Outlook for biogas and Prospects for organic growth.* (2020).
- PRé Sustainability. (2023). *SimaPro database manual Methods library: Superseded methods.*
- Ravishankara, A. R., Kuylentierna, J., & Michalopoulou, E. (2021). *GLOBAL METHANE ASSESSMENT Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions.*

- Riyadi, U., Kristanto, G. A., & Priadi, C. R. (2018). Utilization of steel wool as removal media of hydrogen sulfide in biogas. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 105(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/105/1/012026>
- Roy, P. S., Ryu, C., & Park, C. S. (2018). Predicting Wobbe Index and methane number of a renewable natural gas by the measurement of simple physical properties. *Fuel*, 224, 121–127. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.074>
- Ryckebosch, E., Drouillon, M., & Vervaeren, H. (2011). Techniques for transformation of biogas to biomethane. En *Biomass and Bioenergy* (Vol. 35, Número 5, pp. 1633–1645). <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.02.033>
- Sami, A.-A., & Villanueva, E. (2014). *Removal of Hydrogen Sulfide from Biogas using Dry Desulfurization Systems*. <https://doi.org/10.15242/iicbe.c414016>
- SENER. (2024). *Balance Nacional de Energía 2023*.
- Singh, V., Dincer, I., & Rosen, M. A. (2018). Life Cycle Assessment of Ammonia Production Methods. En *Exergetic, Energetic and Environmental Dimensions* (pp. 935–959). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813734-5.00053-6>
- Suárez, M., & Mendoza, Ma. L. (2019). *MX_E_2019_012502*.
- Vassilev, S. V., Baxter, D., Andersen, L. K., & Vassileva, C. G. (2010). An overview of the chemical composition of biomass. En *Fuel* (Vol. 89, Número 5, pp. 913–933). <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.10.022>
- What a Waste 2.0*. (2018).
- Zeniewski, P., Gould, T., & McGlade, C. (2025). *World Energy Outlook Special Report Outlook for Biogas and Biomethane*. www.iea.org
- Zhu, L., Liu, C., Zheng, C., Zhang, S., Fan, H., Luo, K., & Gao, X. (2024). Numerical simulations of CO₂ absorption by MgO-based sorbent in a gas–solid fluidized bed. *Separation and Purification Technology*, 346. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2024.127381>