

## ARTÍCULOS

Caracterización y evaluación experimental del gas amargo como combustible alternativo para la generación eléctrica en refinerías de hidrocarburos

Characterization and experimental evaluation of sour gas as an alternative fuel for power generation in refineries

Israel Alejandro Murillo Calderón



israel.murillo1406@gmail.com

Universidad Internacional de la Rioja.  
Ingeniería. La Rioja, España.

FIGEMPA: Investigación y Desarrollo

Universidad Central del Ecuador, Ecuador

ISSN-e: 2602-8484

Periodicidad: Semestral

vol. 20, núm. 2, 2025

revista.figempa@uce.edu.ec

Recepción: 11 marzo 2025

Aprobación: 17 octubre 2025

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v20i2.8007>

Autor de correspondencia:

israel.murillo1406@gmail.com



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional  
(CC BY 4.0)

### Cómo citar:

Murillo-Calderón, I. A. (2025). Caracterización y evaluación experimental del gas amargo como combustible alternativo para la generación eléctrica en refinerías de hidrocarburos. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 20(2), e8007. <https://doi.org/10.29166/revfig.v20i2.8007>

## RESUMEN

En las refinerías de hidrocarburos, los gases combustibles generados como subproductos durante el tratamiento de crudo constituyen una fuente energética con alto potencial de aprovechamiento para el autoabastecimiento. Este estudio evalúa la viabilidad técnica, del gas amargo como combustible alternativo para generación eléctrica en la Refinería La Libertad, situada en el cantón La Libertad, provincia de Santa Elena, Ecuador; contribuyendo a estrategias de sostenibilidad y eficiencia operativa en la industria petrolera. El objetivo principal fue caracterizar físicocuímicamente el gas amargo y determinar su potencial energético en condiciones reales de operación. Para ello, se realizaron muestreos in-situ en diferentes unidades de procesamiento, utilizando cromatografía de gases para establecer su composición, y determinar su poder calorífico. Además, se evaluó su aplicabilidad en sistemas de generación térmica y eléctrica, considerando variables críticas como la eficiencia de conversión energética, impurezas y requerimientos de tratamiento previo. Los resultados revelan que el gas amargo posee un poder calorífico de 1.772,8 BTU/pie<sup>3</sup>, lo que permitiría generar aproximadamente 36.014,20 kWh/día, energía que podría reducir significativamente la dependencia de fuentes externas de electricidad. Su aprovechamiento bajo condiciones ideales podría sustituir hasta 9.280,60 galones de diésel diarios, optimizando costos operativos y reduciendo la huella de carbono. No obstante, su alta concentración de H<sub>2</sub>S (801 ppm) requiere procesos de desulfuración para garantizar la integridad de los equipos, evitar corrosión y emisiones contaminantes. Se concluye que la integración del gas amargo en la matriz energética de una refinería es técnicamente viable a largo plazo, siempre que se apliquen tecnologías adecuadas de acondicionamiento. Su uso mejorará la estabilidad operativa, reducirá costos y optimizará el balance energético. Esta alternativa fortalece la autosuficiencia energética, mejora el balance operativo de la refinería y se alinea con los principios de economía circular, transición energética y modernización sostenible conforme a estándares internacionales.

**Palabras claves:** gases combustibles; caracterización fisicoquímica; viabilidad energética; plantas de tratamiento de crudo; aprovechamiento de subproductos; potencial energético.

## ABSTRACT

In hydrocarbon refineries, combustible gases generated as byproducts during crude oil processing represent a secondary energy source with high potential for self-sufficiency. This study assesses the technical feasibility of utilizing sour gas as an alternative fuel for power generation at La Libertad Refinery, located in La Libertad canton, Santa Elena province, Ecuador—contributing to sustainability strategies and operational efficiency within the oil industry. The primary objective was to characterize the sour gas physicochemically and evaluate its energy performance under real operating conditions. Field sampling was conducted across various processing units, employing gas chromatography to determine its composition and calorific value. Furthermore, its applicability in thermal and electrical generation systems was analyzed, considering critical variables such as conversion efficiency, contaminant content, and pretreatment requirements. Results indicate that sour gas possesses a calorific value of 1.772,8 BTU/ft<sup>3</sup>, enabling the potential generation of approximately 36.014,20 kWh/day. This energy output could substantially reduce the refinery's dependence on external electricity sources. Under

optimal conditions, sour gas utilization could displace up to 9,280,60 gallons of diesel per day, lowering operating costs and minimizing the carbon footprint. However, its high hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S) content (801 ppm) necessitates desulfurization processes to ensure equipment integrity and mitigate corrosion and pollutant emissions. It is concluded that integrating sour gas into a refinery's energy matrix is technically viable in the long term, provided that appropriate conditioning technologies are implemented. Its use enhances operational stability, reduces costs, and optimizes the energy balance. This alternative strengthens energy self-sufficiency, improves the refinery's operational profile, and aligns with principles of circular economy, energy transition, and sustainable modernization in accordance with international efficiency standards.

**Keywords:** combustible gases; physicochemical characterization; energy feasibility; crude oil processing plants; byproduct utilization; energy potential.

## INTRODUCCIÓN

Las plantas de tratamiento de crudo son unidades esenciales en la cadena de producción de derivados del petróleo, estas se encargan de la eliminación de contaminantes y estabilización del crudo para su posterior procesamiento. Durante estos procesos, se generan flujos de gases combustibles como subproductos, compuestos mayoritariamente por hidrocarburos ligeros (CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) y en menor medida por impurezas como CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y trazas de sulfuros. Tradicionalmente, la gestión de estos gases se ha limitado a su venteo o combustión en antorchas, lo que conlleva pérdidas energéticas y emisiones de gases de efecto invernadero sin generar un aprovechamiento efectivo de su potencial energético.

El uso eficiente de estos gases representa una oportunidad estratégica para optimizar el balance energético de las instalaciones petroleras mediante su integración en sistemas de generación térmica o eléctrica. Su aprovechamiento permitiría reducir el consumo de combustibles convencionales, minimizar costos operativos y mitigar el impacto ambiental asociado a las emisiones de carbono. Sin embargo, la viabilidad de esta alternativa depende de diversos factores, tales como la variabilidad composicional de los gases, su poder calorífico, la disponibilidad de tecnologías de acondicionamiento y la compatibilidad con los sistemas energéticos existentes en las plantas de tratamiento de crudo.

En este contexto, el presente estudio se centra en la caracterización fisicoquímica de los gases combustibles generados en plantas de tratamiento de crudo y en la evaluación experimental de su potencial energético. Se llevó a cabo un estudio de campo en múltiples instalaciones, donde se realizaron muestreos sistemáticos y análisis mediante cromatografía de gases, junto con la determinación del poder calorífico de las muestras. A partir de los resultados obtenidos, se evaluó la factibilidad técnica de su aprovechamiento para autoabastecimiento energético, considerando tanto los requerimientos de acondicionamiento como las posibles aplicaciones en sistemas de combustión y cogeneración.

Este estudio proporciona una base técnica para el desarrollo de estrategias de valorización energética de los gases subproducto en la industria petrolera, contribuyendo a la mejora de la eficiencia operativa, la optimización del uso de recursos y la reducción del impacto ambiental asociado a la gestión convencional de estos compuestos.

La utilización y aprovechamiento del gas amargo de refinería, así como el gas asociado en el proceso de producción de campos petroleros, constituye un área de interés creciente por su potencial para reducir emisiones, evitar su quema en teas o flaring y generar energía útil que no dependa de una red externa para la operación industrial. De esta manera a continuación se sintetizan y analizan estudios previos relevantes, en primera instancia se evaluará el marco en contexto ecuatoriano y posterior se analizarán experiencias en contextos internacionales, con el propósito de delimitar la contribución y aporte científico del presente estudio de manera nacional y su proyección internacional.

## Análisis de estudios relevantes en Ecuador

En el contexto ecuatoriano, la bibliografía reciente ha concentrado esfuerzos en diagnosticar la problemática de la quema de gases y en analizar el marco regulatorio y las prácticas operativas asociadas a instalaciones petroleras. Es así como el estudio de (Cusanguá *et al.*, 2021) presenta una evaluación simulada y descriptiva de las prácticas de gestión del gas asociado en plataformas en el oriente Ecuatoriano. Este estudio proporciona un diagnóstico valioso sobre desafíos técnicos, descripción normativa y escenarios simulados para la implementación de medidas de recuperación, orientadas al aprovechamiento del gas asociado en plataformas petroleras que operan con sistemas de levantamiento artificial.

Por otro lado (Álvarez *et al.*, 2024, pp. 83-92) evalúa las estrategias e inconvenientes de un campo maduro con producción marginal y escasa accesibilidad, presentando un modelo preliminar de aprovechamiento del gas asociado, producido como residuo de la explotación petrolera, el cual, dependiendo de la operatividad del proyecto, permitiría la reactivación de un campo maduro con eficiencia energética mejorada.

No obstante, aunque estos estudios científicos son provechosos, se caracterizan por un enfoque principalmente cualitativo y documental. No consideran variables ni posibilidades de aplicación directa en refinerías de hidrocarburos, donde las condiciones físicas y operacionales son completamente diferentes. Tampoco incluyen: i. caracterizaciones experimentales de la composición del gas de refinería mediante cromatografía de gases, ii. análisis comparativos de eficiencia del sistema de generación eléctrica, iii. evaluaciones técnico-cuantitativas que comparen la sustitución de diésel por gas de refinería en la operación interna de la planta.

En consecuencia, aunque la literatura local contribuye al entendimiento del problema y a la identificación de barreras institucionales, persiste la necesidad de estudios cuantitativos y experimentales que aborden la caracterización del gas, las posibilidades de tratamiento requerido, balance de masas de los residuos de refinación para determinar la producción de gas amargo, evaluación del desempeño del sistema, eficiencia de generación

y la viabilidad técnica de su uso, como sustituto directo al diésel en generadores eléctricos dentro de refinerías de hidrocarburos.

Considerando estas limitaciones previas, el presente trabajo ha sido diseñado para cubrir estas brechas mediante mediciones composicionales, análisis comparativos entre el modelo de generación actual y el propuesto, estimación de la capacidad de generación eléctrica mediante el uso de gas amargo y evaluación del rendimiento de conversión energética del sistema.

### Análisis de estudios relevantes en contexto internacional

En el ámbito internacional, se han documentado múltiples casos en regiones con alta incidencia de quema de gas amargo en teas o flaring. Particularmente, en África y Oriente Medio, se han implementado soluciones modulares de gas-to-power, que dependiendo de su aplicabilidad podrán proporcionar beneficios ambientales y económicos a escala local.

En este sentido (Taha et al., 2024) analizan la quema de gas amargo desde una perspectiva ambiental y su contribución al calentamiento global. El estudio evalúa diferentes técnicas para la recuperación de este recurso y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente, es así como plantea un proyecto a gran escala en Egipto orientado al tratamiento y conversión del gas amargo en gas natural para consumo doméstico urbano. Aunque constituye un esfuerzo significativo, su alcance se centra en la conversión para usos residenciales y no en aplicaciones de generación eléctrica dentro de refinerías.

De manera complementaria, (Mahya y Amirhossein, 2020) abordan el impacto económico y medioambiental del desperdicio de gas amargo y gas asociado en operaciones de explotación petrolera en Irán. Los autores proponen el uso de motores combinados para mitigar las emisiones derivadas de la quema en teas, planteando un aprovechamiento energético que, si bien es innovador, se limita a una aproximación conceptual sin integración de cálculos experimentales.

Por su parte, (Amirhossein et al., 2022) proponen una estrategia mixta para el uso del gas asociado en actividades upstream y downstream. El enfoque combina la reinyección del gas en pozos maduros para la suplementación energética del yacimiento y la utilización parcial del recurso en motores reciprocares de combustión interna. La propuesta es interesante desde la perspectiva de innovación, aunque carece de una validación experimental con modelos matemáticos o cálculos científicos detallados, lo que limita su aplicabilidad práctica.

En síntesis, la literatura internacional evidencia un avance progresivo en la valorización del gas amargo y asociado. Sin embargo, la mayoría de los estudios se enfocan en el contexto upstream (pozos y plataformas) o en esquemas de procesamiento orientados a la venta o reinyección del gas.

No son frecuentes los trabajos que abordan la sustitución directa del diésel u otro tipo de combustible en generadores eléctricos de refinerías, con evaluaciones integrales que incluyan caracterización composicional, balances de masa de los residuos de refinación, desempeño del sistema y eficiencia de conversión energética.

Es precisamente en este vacío donde se sitúa el presente estudio, al ofrecer un aporte amplio y diferenciado: desde la evaluación experimental del gas amargo como combustible alternativo en la generación eléctrica interna de refinerías, hasta la valoración de su viabilidad operativa y sostenibilidad a largo plazo.

### Brechas identificadas y aporte del estudio

La revisión de literatura nacional e internacional muestran que, pese al avance en el análisis del aprovechamiento de gases residuales en distintos contextos, todavía no se dispone de estudios orientados a la operación interna de refinerías bajo condiciones reales de generación eléctrica. Las investigaciones previas han privilegiado diagnósticos generales, evaluaciones ambientales o aproximaciones de reinyección y comercialización, sin integrar un modelo cuantitativo que combine caracterización experimental, balance energético, desempeño técnico y análisis comparativo frente al combustible utilizado en generación eléctrica.

El presente estudio se orienta a cubrir esta brecha mediante un enfoque aplicado directamente a refinerías de hidrocarburos. Su aporte radica en integrar metodologías experimentales y de modelación que permitan: i) caracterizar la composición del gas amargo, ii) estimar su potencial energético para sustituir diésel en generadores eléctricos, iii) evaluar la eficiencia de conversión del sistema, y iv) analizar la viabilidad técnica de su implementación. Además, el estudio desarrollado posee aplicaciones tanto en el ámbito nacional como internacional, al ser adaptable a distintos contextos operativos donde la continuidad industrial y la reducción de impactos ambientales resultan prioritarias.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Muestreo de gases combustibles

El estudio se llevó a cabo en dos plantas de tratamiento de crudo las cuales forman parte de la Refinería de Hidrocarburos La Libertad en Ecuador, las cuales operan bajo diferentes condiciones de producción. Para garantizar una muestra representativa de los gases combustibles generados en cada instalación, se utilizó un sistema de muestreo automático conectado a puntos de muestreo específicos en las líneas de salida de gases (Vargas, 2016). Los muestreos se realizaron en intervalos regulares durante un período de 4 meses, cubriendo diferentes fases operativas (inicio, mantenimiento y operación continua) para asegurar la variabilidad en la composición de los gases (Manley, 1998).

Las muestras fueron recolectadas en cilindros de gas a presión y transportadas a un laboratorio especializado en condiciones controladas para evitar la alteración de su composición antes del análisis. (Blumberg, 2021, pp. 19-97)

## Análisis fisicoquímico de los gases

Las muestras de gases combustibles fueron analizadas mediante cromatografía de gases (GC) acoplada a espectrometría de masas (MS), lo que permitió una identificación precisa de los componentes presentes, tales como metano ( $\text{CH}_4$ ), etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), entre otros hidrocarburos ligeros (Ranjan, et al., 2023, pp. 72-85). El análisis se realizó con un cromatógrafo de gases, equipado con un detector de ionización de llama (FID) para la cuantificación de los hidrocarburos, y un espectrómetro de masas, configurado para la detección y cuantificación de compuestos más complejos o impurezas como dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y compuestos sulfurados (Neissen, 2001).

Las condiciones operativas del equipo fueron optimizadas para maximizar la sensibilidad en la detección de hidrocarburos de bajo punto de ebullición y minimizar la interferencia de compuestos no deseados. Los resultados obtenidos fueron validados mediante calibración con estándares de gases de referencia certificados (Guilherme y Alexandrino, 2018, pp. 8017-8023).

## Determinación del poder calorífico

Para evaluar el potencial energético de los gases, se determinó el poder calorífico superior (PCS). Este proceso implicó la combustión de las muestras en un entorno controlado, midiendo el aumento de temperatura del agua circundante para calcular el PCS de cada muestra (Cherednichenko et al., 2019, pp. 181-187). Este valor proporcionó una estimación precisa de la energía disponible por volumen de gas, lo cual es crucial para evaluar su viabilidad como fuente de autoabastecimiento energético (Rincón y Silva, 2014).

## Condiciones operativas y variables consideradas

Durante el estudio, se registraron diversas variables operativas de las plantas de tratamiento, como la presión de operación, la temperatura de los gases y el caudal de producción de gas (Hayes et al., 2023). Estas condiciones fueron monitoreadas utilizando sensores en las líneas de muestreo y se correlacionaron con los resultados de la caracterización química de los gases (Faramawy et al., 2016, pp. 34-54). La recopilación de estos datos permitió una mejor interpretación de los resultados en función de las condiciones operativas, lo cual es fundamental para predecir el comportamiento energético de los gases en diferentes escenarios (Kayode Coker, 2018).

## Evaluación del potencial energético

Para evaluar la viabilidad del aprovechamiento energético de los gases, se realizó un análisis comparativo entre los resultados obtenidos y las características de combustibles fósiles convencionales utilizados en la industria petrolera (Lyons et al., 2016). Este análisis incluyó la evaluación de la capacidad de los gases para generación de energía la cual de ser el caso podría alimentar sistemas de generación térmica (calderas) o sistemas de cogeneración (turbinas o motores de combustión interna) (Gluyas y Swarbrick, 2021). Además, dependiendo de la aplicación deberán considerarse los costos de acondicionamiento de los gases, como la purificación de compuestos contaminantes y el ajuste de presión, para evaluar su compatibilidad con los sistemas existentes en las plantas (Lee y Wattenbarger, 1996).

## Sistema de tratamiento de gases de combustión

En condiciones ideales de combustión completa, los productos resultantes serían predominantemente dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ), acompañados únicamente por el aire en exceso necesario para la reacción (Speight, 2014). Sin embargo, dado que los combustibles fósiles contienen diversos compuestos adicionales y la eficiencia de la combustión nunca alcanza el 100%, se generan contaminantes atmosféricos (Hester y Harrison, 2016). Estos incluyen monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), óxidos de azufre ( $\text{SO}_x$ ) e hidrocarburos no completamente quemados, los cuales pueden tener impactos negativos sobre el medio ambiente y la salud pública (Coker, 2018).

La reducción de la concentración de estos contaminantes a niveles aceptables y conforme con las normativas ambientales puede lograrse mediante una variedad de métodos de tratamiento de gases de combustión, cada uno adaptado a las características del gas a procesar (Kohl y Nielsen, 1997).

Entre los enfoques más comunes se encuentran:

- Procesos con solventes químicos: Estos métodos emplean sustancias químicas que reaccionan con los contaminantes presentes en el gas para eliminarlos o transformarlos en compuestos menos dañinos (Speight, 2005).
- Procesos de conversión directa: Este tipo de proceso, en particular, es utilizado para la remoción de  $\text{H}_2\text{S}$  (sulfuro de hidrógeno), donde el gas ácido se somete a una conversión química para eliminar el contaminante (Levin y Chahine, 2010, pp. 4692-4969).
- Reducción catalítica selectiva (SCR): Es un proceso para convertir óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) en nitrógeno diatómico ( $\text{N}_2$ ) y agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ), con la ayuda de un catalizador (Bosch y Janßen, 1998, pp. 369-531).

La selección del proceso más adecuado para la remoción de contaminantes o tratamiento de gases depende de una serie de factores operativos y técnicos descritos a continuación.

- Regulaciones ambientales: Las normativas específicas sobre la concentración permitida de contaminantes como  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ , COS (monosulfuro de carbono), RSH (mercaptanos), entre otros, son fundamentales para determinar los requisitos de tratamiento (Cortes y Lobelles, 2020).
- Tipo y concentración de impurezas en el gas ácido: Es crucial identificar las especies contaminantes presentes, su concentración y la forma en que interfieren con el proceso de tratamiento.
- Especificaciones del gas residual: La calidad del gas después de ser tratado debe cumplir con las especificaciones requeridas para su liberación a la atmósfera o para su uso en otros procesos.
- Condiciones de operación: Las temperaturas y presiones del gas ácido y del gas tratado (endulzado) afectan la viabilidad y eficiencia del proceso de remoción.

- Volumen del gas procesado: La cantidad de gas a tratar influye directamente en el diseño del sistema y los costos operativos.
- Corrosión: Los tratamientos deben considerar los efectos corrosivos de los contaminantes, especialmente cuando se emplean solventes químicos, que pueden aumentar el riesgo de daño a los equipos.
- Fracción molar de hidrocarburos en el gas: Los gases con una mayor fracción de hidrocarburos pueden requerir procesos adicionales o específicos para evitar la formación de compuestos indeseables o el daño de los equipos de tratamiento.
- Costos operativos y de capital: Se debe considerar la inversión inicial como los costos continuos de operación, mantenimiento y disposición de residuos.

### Determinación de los balances básicos del gas de refinería en las plantas Parsons y Universal

El balance básico de los productos generados durante el proceso de refinación por destilación atmosférica en las plantas Parsons y Universal constituye una de las fases clave en el desarrollo de este proyecto. Este análisis permite cuantificar y evaluar la distribución de las distintas fracciones del crudo procesado, expresada en toneladas por día (ton/día), proporcionando una visión detallada de la producción de productos refinados. Entre los productos obtenidos, se incluye el gas amargo (también conocido como gas de refinería), que es una de las corrientes clave resultantes de la destilación (EP Petroecuador , 2016).

Es importante destacar que, en la Refinería La Libertad, no se dispone de un sistema de medición directa para cuantificar el flujo de gas amargo que es quemado en la tea (antorchas de gas), lo que podría generar algunas imprecisiones en los resultados. Sin embargo, los datos obtenidos a través del balance básico se ajustan y aproximan lo más posible a los valores reales, utilizando metodologías de estimación basadas en los flujos de entrada y las fracciones producto de la destilación (EP Petroecuador, 2016).

Este enfoque busca proporcionar una representación precisa y cercana a la realidad operativa, a pesar de la falta de un sistema de medición directa del flujo de gas quemado. Los resultados obtenidos de este balance básico son fundamentales para evaluar la eficiencia del proceso de refinación y la distribución de productos, lo que contribuye significativamente a la toma de decisiones operativas y estratégicas dentro de la refinería (Dincer et al., 2017).

### Evaluación de los balances básicos del gas de refinería en las plantas Parsons y Universal

Los balances de masa obtenidos en la Refinería La Libertad, fueron elaborados considerando únicamente el sistema alimentación-productos, es decir, las corrientes principales que fluyen desde el proceso de alimentación del crudo hasta los productos finales generados. En este análisis, no se incluyeron las corrientes de aditivos (tales como neutralizantes, inhibidores, entre otros), debido a su cantidad despreciable en comparación con las corrientes principales consideradas, lo que no afecta significativamente el balance general de la masa (EP Petroecuador, 2016).

Además, no se incluyó el análisis del agua de refrigeración, ya que no existen registros ni medidores precisos de la cantidad de agua utilizada en los diferentes procesos de la refinería, lo que imposibilita su inclusión en el cálculo del balance básico.

Dado que la refinería cuenta con una variedad de procesos, se seleccionaron los procesos más representativos de cada planta para la elaboración de los balances básicos. Estos procesos fueron elegidos en función de su relevancia operativa y la disponibilidad de datos. Para la Planta Parsons, se consideraron los procesos de Turbo, Diesel y Mezcla, mientras que, para la Planta Universal, se analizaron los procesos de Diesel y Mezcla. Esta selección permitió obtener resultados representativos sin sobrecargar el análisis con procesos secundarios que no influirían significativamente en el balance general de la masa (EP Petroecuador, 2016).

### Evaluación del consumo de diésel en la producción de energía eléctrica: Análisis de eficiencia y rendimiento en la generación

Una vez recopilados y verificados los balances básicos de las plantas, se procederá a realizar los cálculos necesarios para determinar el volumen total de gas quemado diariamente. A partir de estos datos, se evaluará la capacidad de sustitución del diésel en la generación de energía eléctrica, calculando cuántos galones de diésel podrían ser reemplazados por el gas disponible (Vogt y Weckhuysen, 2024). Este análisis permitirá valorar la viabilidad técnica y económica del proyecto, teniendo en cuenta las eficiencias del proceso y las implicaciones operativas y ambientales asociadas a la implementación del mismo (Elgowainy et al., 2014, pp. 7612-7624).

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Evaluación experimental de las características y propiedades del gas amargo generado en las plantas Parsons y Universal de la Refinería La Libertad

A partir de los datos presentados en la Tabla 1 y Tabla 2, se establece que las condiciones de presión y temperatura de la muestra tomada de gas amargo corresponden a condiciones estándar. Asimismo, al integrar la información proveniente de la Tabla 3, Tabla 4, Tabla 5 y Tabla 6, relativa a los balances básicos de las plantas Parsons y Universal, se obtiene lo siguiente:

$$P = 14,7 \text{ psia}$$

$$T = 60^\circ \text{ F}$$

Masa de gas quemado por día en tea= 35 Ton

Peso molecular de la muestra de gas amargo= 43,48 g/g mol

Poder calorífico de la muestra de gas amargo= 1.772,8 BTU/ft3

Poder calorífico del diésel= 35,86 MJ/L

La Tabla 1 presenta el análisis composicional y las propiedades del gas amargo generado durante la refinación de hidrocarburos en la Refinería La Libertad.

**TABLA 1**  
Análisis composicional y propiedades del gas amargo

CARACTERÍSTICA	GAS AMARGO
	RLL
Nitrógeno (%)	7,31
Metano (%)	3,29
CO <sub>2</sub> (%)	19,49
Etano (%)	5,55
Propano (%)	22,14
Isopropano (%)	5,01
Butano (%)	12,87
Isobutano (%)	5,01
Isopentano (%)	4,86
n - Pentano (%)	4,88
Pentanos	0,44
Hexanos (%)	7,06
Heptanos	4,93
Gas sulfídrico ppm	801
Peso molecular (g/gmol)	43,48
Poder calorífico (BTU/pie <sup>3</sup> )	1.772,8
Densidad (60/60)	1,51

EP Petroecuador (2016)

La Tabla 2 muestra la evaluación de las propiedades del gas amargo generado en la Refinería La Libertad comparadas con los estándares establecidos para el; LD comercial.

**TABLA 2**  
Evaluación de las propiedades del gas amargo

CARACTERÍSTICA	GAS	GLP
	AMARGO RLL	COMERCIAL
Nitrógeno (%)	7,31	---
Metano (%)	3,29	---
CO <sub>2</sub> (%)	19,49	---
Etano (%)	5,55	2,03
Propano (%)	22,14	15,6
Isopropano (%)	5,01	25,04
Butano (%)	12,87	30,03
Isobutano (%)	5,01	10,12
Isopentano (%)	4,86	5,87
n - Pentano (%)	4,88	4,95
Pentanos	0,44	2,74
Hexanos (%)	7,06	2,14
Heptanos	4,93	1,48
Gas sulfídrico ppm	801	---
Peso molecular (g/gmol)	43,48	48,52
Poder calorífico (BTU/pie <sup>3</sup> )	1.772,8	2100,0
Densidad (60/60)	1,51	1,62

En la Tabla 3 se detalla el análisis del balance masivo de la operación de destilación primaria del crudo en la Planta I nij ersal considerando las condiciones reales de operación. En esta tabla se evalúan los flujos así como los rendimientos de los productos obtenidos.

**TABLA 3**  
Análisis del balance másico en Planta Universal

<b>CORRIENTES</b>	<b>PRODUCTO</b>	<b>Caudal másico</b>		<b>Densidad</b>	<b>Caudal vol.</b>	
		<b>kg/h</b>	<b>Ton/día</b>	<b>kg/m<sup>3</sup></b>	<b>BPD</b>	<b>m<sup>3</sup>/día</b>
Alimentación tanques	Crudo	56.923	1.366	883	9.729,9	1.547,0
<b>Alimentación tanques</b>	<b>TOTAL</b>	<b>56.923</b>	<b>1.366</b>			
Cima a estabilizador	Gasolina Base	8.075	194	730	1.669,7	265
1era extracción a Tqs.	Destilado	5.512	132	818	1.017,2	162
2 da extracción a Tqs.	Diesel	8.682	208	835	1.570,6	250
Fondo	Fuel Oil	34.361	825	954	5.434,7	864
Residuo gaseoso	Gas amargo	293	7	----	----	----
<b>PRODUCCIÓN</b>		<b>56.923</b>	<b>1.366</b>			

EP Petroecuador (2016)

La información relacionada con la producción y distribución porcentual de las corrientes a partir del análisis de flujos de masa en la Planta Universal se resume en la Tabla 4.

**TABLA 4**  
Análisis de flujos de masa en la Planta Universal

<b>CORRIENTE</b>	<b>CANTIDAD</b> <b>(Ton /día)</b>	<b>PORCENTAJE</b> <b>(%)</b>
Crudo	1.366	100
Gasolina base	194	14,21
Turbo /destilado 1	132	9,67
Diesel liviano	208	15,22
Fuel oil	825	60,39
Gas amargo*	7	0,51

En la Tabla 5 se detalla la evaluación de los flujos y rendimientos de productos obtenidos en la operación de destilación primaria del crudo en la Planta Parsons, bajo condiciones de operación real.

**TABLA 5**  
Análisis del balance másico en la Planta Parsons

<b>CORRIENTES</b>	<b>PRODUCTO</b>	<b>Caudal másico</b>		<b>Densidad</b>	<b>Caudal</b>	
		<b>kg/h</b>	<b>Ton/día</b>		<b>BPD</b>	<b>m<sup>3</sup>/día</b>
Alimentación tanques	Crudo	125.410	3.010	892	21.233	3.376
<b>Alimentación tanques</b>	<b>TOTAL</b>	<b>125.410</b>	<b>3.010</b>			
Cima a estabilizador	Gasolina Base	17.666	424	732	3.641	579
1era extracción a Tqs.	Turbo/Dest No1	12.950	311	812	2.409	383
2 da extracción a Tqs.	Diesel liviano	9.712	233	843	1.739	276
3 era extracción a Tqs.	Diesel pesado	8.762	210	860	1.537	244
Fondo	Fuel Oil	75.140	1.803	958	11.841	1.883
Residuo gaseoso	Gas amargo.	1.181	28	----	----	----
<b>PRODUCCIÓN</b>		<b>125.410</b>	<b>3.010</b>			

EP Petroecuador (2016)

En la Tabla \* se presenta el análisis de los flujos básicos en la Planta Parsons, considerando la producción y la distribución porcentual de las corrientes de proceso en condiciones operativas.

**TABLA 6**  
Análisis de los flujos básicos en la Planta Parsons

CORRIENTE	CANTIDAD PORCENTAJE	
	(Ton /día)	(%)
Crudo	3.010	100
Gasolina base	424	14,09
Turbo /destilado 1	311	10,34
Diesel liviano	233	7,74
Diesel pesado / spray	210	7,00
Fuel oil	1.803	59,90
Gas amargo*	28	0,93

EP Petroecuador (2016)

La información correspondiente al consumo de diésel para generación eléctrica, así como su análisis mensual de eficiencia y tendencias en la Refinería La Libertad, se resume en la Tabla 7

**TABLA 7**  
Evaluación del consumo dediésel parageneracióneléctrica  
Refinería La Libertad

GENERACION ELECTRICA REFINERIA LA LIBERTAD	
Diesel Consumido (Gal) / MES	333.044
Generación total (KWh) / MES	1'292.210,72
Índice de Producción (KWh/Gal)	3,88

### Determinación de la densidad del gas amargo para su aplicación en generación energética

La Ecuación 1 integra el peso molecular de la mezcla con las condiciones termodinámicas del muestreo, hecho que permite obtener la densidad real del gas amargo ( $\rho$ ) en estado operativo, requisito fundamental para su posterior conversión energética.

$$\rho = \frac{MWxP}{TxRxZ} \text{ Ec. (1)}$$

Dónde:

$\rho$ = densidad del gas (lb/ft<sup>3</sup>)

MW= peso molecular de la mezcla (g/g mol)

P= presión de toma de la muestra de gas (psia)

T= temperatura de toma de la muestra de gas °R

R= 10,73 psia\*ft<sup>3</sup>/ °R\*lbmol

Z= constante de compresibilidad del gas, a CN esta es igual a 1

$$\rho = \frac{43,48 \text{ g/gmol} \times 14,7 \text{ psia}}{10,73 \text{ psia} \times ft^3 / ^\circ R \times 1 \text{ lb/mol} \times (460 + 60)^\circ R \times 1}$$

$$\rho = \frac{639,156}{5.579,6} \text{ lb/ft}^3$$

$$\rho = 0,1146 \frac{lb}{ft^3}$$

Transformamos la densidad de lb/ft<sup>3</sup> a kg/ ft<sup>3</sup>:

$$\rho = 0,1146 \frac{lb}{ft^3} \times \frac{1Kg}{2,205 lb}$$

$$\rho = 0,05197 \frac{Kg}{ft^3}$$

### Determinación del volumen de gas amargo disponible para generación eléctrica

Mediante la Ecuación 2, se expresa la relación directa entre la masa total del gas y su densidad, permitiendo convertir el flujo másico en volumen equivalente para evaluación energética.

$$\rho = \frac{m}{v} \quad \text{Ec. (2)}$$

Dónde:

$\rho$ = densidad del gas (Kg/ft<sup>3</sup>)

$m$ = masa de gas amargo quemado en tea

$v$ = volumen de gas amargo quemado en tea

$$v = \frac{m}{\rho}$$

$$v = \frac{35 \text{ Ton}}{0,05197 \frac{Kg}{ft^3}}$$

$$v = \frac{35 \text{ Ton} \times \frac{1000 \text{ Kg}}{1 \text{ Ton}}}{0,05197 \frac{Kg}{ft^3}}$$

$$v = 673.465,46 \text{ ft}^3 \text{ de gas amargo / día}$$

### Estimación de la energía térmica generada a partir del volumen de gas obtenido

La energía térmica disponible se determinó mediante la Ecuación 3, que cuantifica el contenido energético del gas amargo en BTU a partir de su volumen y poder calorífico.

$$BTU = v_{gas} (ft^3) \times \text{Poder calorífico del gas} \left( \frac{BTU}{ft^3} \right) \quad \text{Ec. (3)}$$

Dónde:

BTU= cantidad de energía térmica BTU obtenida

Poder calorífico= Poder calorífico del gas (BTU/ft<sup>3</sup>)

V gas= volumen de gas (ft<sup>3</sup>)

$$BTU = 673.465,46 \text{ ft}^3 \times 1.772,8 \frac{BTU}{ft^3}$$

$$BTU = 1.193'919.567,49 \frac{BTU}{día}$$

Estimación del volumen de diésel sustituible mediante la generación de energía con gas amargo quemado ente a

$$\text{Poder calorífico (diesel)} = 35,86 \frac{\text{MJ}}{\text{L}}$$

$$\text{Poder calorífico (diesel)} = 35'860.000 \frac{\text{J}}{\text{L}} \times \frac{1 \text{ BTU}}{1055,06 \text{ J}} \times \frac{3,785 \text{ L}}{1 \text{ Gl de diesel}}$$

$$\text{Poder calorífico (diesel)} = 128.646,81 \frac{\text{BTU}}{\text{Gl de diesel}}$$

El volumen sustituible de diésel se calculó con la Ecuación 4, relacionando la energía disponible del gas amargo frente al poder calorífico del diésel, con lo cual se obtiene su equivalente volumétrico.

Reemplazando los datos tenemos:

$$\text{Gal diesel} = \frac{\text{BTU}'S \text{ de gas}}{\text{Poder calorífico (diesel)} \frac{\text{BTU}}{\text{Gl de diesel}}} \quad \text{Ec. (4)}$$

$$\text{Gal diesel} = \frac{1.193'919.567,49 \text{ BTU}}{128.646,81 \frac{\text{BTU}}{\text{Gal de diesel}}}$$

$$\text{Gal diesel} = 9.280,60 \text{ Gal de diesel/día}$$

$$\text{Gal diesel} = 278.418 \text{ Gal de diesel/mes}$$

Considerando un aproximado de 30 días/mes, se tendría una generación total de 278.418 gal/mes.

### Análisis de la eficiencia del sistema de generación eléctrica basado en diésel

Con los resultados expresados en la Tabla 7 y aplicando la Ecuación 5 que integra el poder calorífico del diésel y su índice de producción eléctrica bajo las condiciones actuales de operación, se obtiene la eficiencia del sistema.

Índice de Producción sistema= 3,88 Kwh/gal (Tabla 7)

Poder calorífico diésel= 128.646,81 BTU/gal

$$\text{Eficiencia del sistema} = \frac{\text{Poder calorífico diesel} \frac{\text{BTU}}{\text{gal}}}{\text{Índice de Producción sistema} \frac{\text{kWh}}{\text{gal}}} \quad \text{Ec. (5)}$$

$$\text{Eficiencia del sistema} = \frac{128.646,81 \frac{\text{BTU}}{\text{gal}}}{3,88 \frac{\text{kWh}}{\text{gal}}}$$

$$\text{Eficiencia del sistema} = 33.156,39 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}}$$

### Análisis del rendimiento de conversión energética del sistema generador actual – diésel

El rendimiento de conversión energética del sistema se obtuvo mediante la Ecuación 6, al comparar la energía eléctrica generada por galón de diésel con la energía térmica disponible en el combustible.

Energía eléctrica disponible= 128.646,81 BTU/gal

Energía eléctrica generada= 3,88  $\frac{\text{kWh}}{\text{gal}}$

$$\text{Rendimiento de conversión energética} = \frac{\text{Energía electrica generada}}{\text{Energía electrica disponible}} \times 100\%. \text{ Ec. (6)}$$

$$\text{Rendimiento de conversión energética} = \frac{3,88 \frac{kWh}{gal}}{128.646,81 \frac{BTU}{gal} \times \frac{0,000293071 kWh}{1 BTU}} \times 100\%$$

$$\text{Rendimiento de conversión energética} = \frac{3,88}{37,70} \times 100\%$$

$$\text{Rendimiento de conversión energética} = 10,29\%$$

El rendimiento actual utilizando diésel como sistema generador de energía es bajo y corresponde al 10,29%.

### Evaluación de la eficiencia del sistema de generación eléctrica mediante el uso de gas amargo

Mediante la Ecuación 7, que vincula la eficiencia térmica del sistema (BTU/Kwh) con el poder calorífico del gas amargo (BTU/ft<sup>3</sup>), se determinó la eficiencia asociada a su utilización. Este cociente permite estimar la fracción de gas amargo que se convierte en energía útil.

Eficiencia del sistema= 33.156,39 BTU/Kwh

Poder calorífico gas amargo= 1.772,8 BTU/ft<sup>3</sup>

$$\text{Eficiencia del gas amargo} = \frac{\text{Eficiencia del sistema} \frac{BTU}{kWh}}{\text{Poder calorífico gas amargo} \frac{BTU}{ft^3}} \quad \text{Ec. (7)}$$

$$\text{Eficiencia del gas amargo} = \frac{33.156,39 \frac{BTU}{kWh}}{1.772,8 \frac{BTU}{ft^3}}$$

$$\text{Eficiencia del gas amargo} = 18,70 \frac{ft^3}{kWh}$$

### Estimación de la capacidad de generación eléctrica mediante el uso de gas amargo – Refinería La Libertad

La capacidad de generación eléctrica se determina a partir del volumen disponible de gas amargo y del desempeño global del sistema. Esta relación se expresa en la Ecuación 8, la cual vincula el caudal de alimentación del gas amargo con su eficiencia energética, permitiendo estimar el potencial de generación bajo condiciones operativas.

Volumen de gas amargo= 673.465,46 ft<sup>3</sup>/día

Eficiencia energética gas amargo= 18,70 ft<sup>3</sup>/kWh

$$\text{Capacidad de generacion} = \frac{\text{Volumen de gas amargo} \frac{ft^3}{dia}}{\text{Eficiencia energética gas amargo} \frac{ft^3}{kWh}} \quad \text{Ec. (8)}$$

$$\text{Capacidad de generacion} = \frac{673.465,46 \frac{ft^3}{dia}}{18,70 \frac{ft^3}{kWh}}$$

$$\text{Capacidad de generacion} = 36.014,20 \frac{kWh}{dia}$$

$$\text{Capacidad de generacion} = 1'080.425,87 \frac{kWh}{mes}$$

Considerando un aproximado de 30 días/mes, se tendría una generación total de 1'080.425,87 kWh/mes

## DISCUSIÓN DE RESULTADOS

### 1. Caracterización del gas amargo

Los resultados obtenidos para el gas amargo generado en las plantas Parsons y Universal de la Refinería La Libertad son relevantes tanto para el análisis de su uso en la generación eléctrica como para su comparación con el GLP comercial. A continuación, se observan algunos aspectos clave:

#### Composición del gas amargo:

El gas amargo tiene una proporción significativa de propano (22,14%), lo que lo hace similar a ciertos componentes del GLP, pero con una mayor cantidad de gases pesados como butano (12,87%) e isobutano (5,01%).

La presencia de CO<sub>2</sub> (19,49%) y gas sulfídrico (H<sub>2</sub>S) a una concentración de 801 ppm es alta y requiere un tratamiento para evitar la corrosión en equipos y emisiones contaminantes.

El poder calorífico del gas amargo es de 1.772,8 BTU/pie<sup>3</sup>, un parámetro crucial para determinar su valor energético y su viabilidad como fuente de energía o como combustible en procesos industriales. Este valor, clasificado como moderado, indica que el gas amargo posee un potencial energético significativo, aunque inferior al de otras fuentes más concentradas en hidrocarburos ligeros como el gas natural o el propano.

En el contexto de este proyecto, este poder calorífico sugiere que el gas amargo puede ser aprovechado de manera efectiva para generación energética, especialmente en aplicaciones industriales donde se requiera una fuente de energía complementaria. A pesar de su concentración relativamente baja de hidrocarburos ligeros, el gas amargo representa una opción viable y rentable para el autoconsumo energético dentro de la refinería, contribuyendo a la optimización de recursos energéticos y a la reducción de costos operativos asociados con el uso de combustibles convencionales (Cherubini, 2010, pp. 1412-1421).

#### Comparación con GLP comercial:

El gas amargo generado en la Refinería La Libertad presenta características de composición y propiedades físicas que lo hacen similar al GLP comercial en algunos aspectos, pero también difiere en términos de concentraciones de nitrógeno, CO<sub>2</sub>, y H<sub>2</sub>S, por lo que requiere un tratamiento adecuado antes de su uso. Aunque su poder calorífico es más bajo que el del GLP comercial, su composición en hidrocarburos y su capacidad para ser utilizado en generación energética siguen siendo valiosas, especialmente si se optimizan los procesos de purificación y tratamiento para reducir los contaminantes presentes (Basini, 2005, pp. 34-40).

### 2. Determinación de balances básicos en las plantas Parsons y Universal

El análisis del balance básico en las Plantas Parsons y Universal revela que la producción de gas amargo en el proceso de destilación primaria del crudo constituye una fracción minoritaria del total de los productos refinados. Según los datos presentados en las Tablas 4 y 7, la cantidad de gas amargo producida en este proceso es de 35 ton/día, lo que representa aproximadamente el 0,8% de la producción total de fracciones de producto por el proceso de destilación primaria.

Aunque la cantidad de gas amargo generada es considerablemente inferior a la de otros productos de mayor valor energético, como el fuel oil (59,9%) o el diésel (7,7%), el potencial energético del gas amargo, determinado por su poder calorífico de 1.772,8 BTU/ft<sup>3</sup>, sugiere que su aprovechamiento para la generación de energía dentro de la refinería podría ser viable. Este aprovechamiento se hace posible si se implementan estrategias de optimización del proceso de combustión y se evalúan adecuadamente los costos operacionales, especialmente los asociados al tratamiento y a la captura de impurezas (William, 1996).

### 3. Volumen de gas amargo disponible para generación eléctrica

A partir de la masa de gas amargo quemado en la tea (35 toneladas/día) y la densidad calculada (0,05197 kg/ft<sup>3</sup>), se determinó el volumen de gas amargo disponible para la generación eléctrica siendo este de 673465,46 ft<sup>3</sup>/día, identificando el importante recurso energético que puede ser aprovechado para la generación eléctrica en la refinería. Este resultado destaca el potencial de optimización de la operación energética, contribuyendo tanto a la eficiencia interna como a los esfuerzos de sostenibilidad ambiental de la refinería.

### 4. Estimación de la energía térmica generada a partir del gas amargo

El poder calorífico del gas amargo se ha determinado en 1.772,8 BTU/ft<sup>3</sup>, lo que representa la cantidad de energía térmica generada por unidad de volumen de gas. A partir de este valor, se ha estimado la energía térmica total a ser producida en el caso de combustión del gas amargo, alcanzando un valor de 1'193.919.567,49 BTU/día. Este dato es clave para su comparación con otras fuentes de energía, como el diésel. Además, al conocer la cantidad total de energía térmica disponible, es posible optimizar los procesos de conversión y maximizar el aprovechamiento del gas amargo dentro de la refinería (Lackner, 2010).

### 5. Estimación del volumen de diésel sustituible por gas amargo

Para estimar la cantidad de diésel que puede ser sustituida por la energía generada a partir del gas amargo, se utilizó el poder calorífico del diésel, que es 128.646,81 BTU/galón; una vez realizado el cálculo correspondiente se identifica que, en condiciones ideales, el gas amargo generado en la refinería podría reemplazar 9.280,60 galones de diésel/día. Considerando un mes de 30 días, esto resultaría en una sustitución de 278.418 galones de diésel/mes, lo que representa una reducción significativa en el uso de combustibles convencionales, contribuyendo a la sostenibilidad energética de la refinería y mejorando la rentabilidad operativa a largo plazo.

## 6. Análisis de la eficiencia del sistema de generación eléctrica basado en diésel

La eficiencia del sistema de generación eléctrica basado en diésel es una medida de cuánta energía eléctrica puede generarse; de la relación obtenida para el sistema de generación basado en diésel se determina que, para generar 1 kWh de electricidad, se requieren aproximadamente 33.156,39 BTU de energía del diésel.

## 7. Evaluación de la eficiencia del sistema de generación eléctrica mediante el uso de gas amargo

El siguiente paso en el análisis es determinar si el gas amargo puede ser una opción viable para la generación de electricidad, comparando su eficiencia con la del diésel; la eficiencia del gas amargo se determina dividiendo la eficiencia del sistema (en BTU/kWh) entre el poder calorífico del gas amargo (en BTU/ft<sup>3</sup>), este resultado indica que se requieren 18,70 ft<sup>3</sup> de gas amargo para generar 1 kWh de electricidad. Este valor es útil para calcular el volumen necesario de gas amargo para cumplir con una determinada demanda energética.

## 8. Estimación de la capacidad de generación eléctrica mediante el uso de gas amargo en la Refinería La Libertad

La capacidad de generación eléctrica a partir del gas amargo se expresa en ft<sup>3</sup>/kWh, lo que permite cuantificar la producción energética en función del volumen de gas disponible. En este estudio, se determinó que la refinería podría generar aproximadamente 36.014,20 kWh/día a partir del gas amargo.

Si se asume una producción constante a lo largo de un período de 30 días, la generación mensual estimada ascendería a 1'080.425,87 kWh/mes. Este valor representa un aporte significativo para el suministro energético interno de la refinería, lo que podría contribuir a la reducción de costos operativos y la optimización del aprovechamiento de los subproductos gaseosos.

Además, estos resultados evidencian el potencial del gas amargo como fuente alternativa de energía dentro de la instalación, lo que podría disminuir la dependencia de fuentes externas y mejorar la eficiencia energética del proceso (Biresselioglu, 2016, pp. 657-678).

## 9. Capacidad de generación eléctrica del gas amargo

Los resultados de esta investigación indican que el gas amargo disponible en la Refinería La Libertad presenta una eficiencia de 18,70 ft<sup>3</sup>/kWh. Si bien su poder calorífico es inferior al del diésel, la disponibilidad de 35 toneladas diarias permite generar 36.014,20 kWh/día, lo que equivale a 1'080.425,87 kWh/mes bajo condiciones ideales de operación constantes.

Este volumen energético representa un recurso significativo para la refinería, a pesar de que la cantidad de producción de gas amargo podría variar en base a la cantidad de procesamiento diario; este gas cuenta con el potencial de suplir parcialmente sus necesidades energéticas internas, reduciendo la dependencia de fuentes externas como el diésel o la red pública. Además, la valorización del gas amargo como insumo energético contribuye a una mayor eficiencia operativa y sostenibilidad del proceso de refinación, minimizando desperdicios y optimizando el aprovechamiento de subproductos gaseosos (Rahimpour y Jokar, 2012, pp. 204-217).

## 10. Evaluación del rendimiento energético del gas amargo como fuente sustitutiva del diésel en la generación eléctrica.

La evaluación del gas amargo como fuente alternativa al diésel para la generación eléctrica, se ha realizado conforme al objetivo general del estudio: valorar su potencial energético, técnico y económico con base en parámetros físico-químicos y operativos. Para ello, se ha comparado su desempeño con el sistema actual alimentado por diésel, integrando indicadores como el poder calorífico, el volumen disponible y la eficiencia de conversión eléctrica.

A partir de la caracterización físico-química del gas amargo, se obtuvo un poder calorífico de 1.772,8 BTU/ft<sup>3</sup>, lo cual constituye el parámetro fundamental para estimar su capacidad energética teórica. Esta propiedad permitió determinar una relación de consumo de 18,70 ft<sup>3</sup>/kWh, necesaria para generar una unidad de energía eléctrica bajo condiciones ideales, tomando en cuenta un sistema de conversión adaptado a combustibles gaseosos.

En contraste, el sistema actual basado en diésel presenta una eficiencia eléctrica de 3,88 kWh/galón, lo que representa un rendimiento limitado, dado su bajo nivel de conversión energética total de 10,29%. Tomando como referencia la capacidad mensual promedio de generación con diésel 1'292.210,72 kWh/mes, se estimó el potencial de generación del gas amargo, considerando su volumen disponible mensual, alcanzando un valor teórico aproximado de 1'080.425,87 kWh/mes en condiciones ideales. Lo que evidencia su viabilidad energética como fuente alternativa de generación, cumpliendo directamente con el objetivo de este estudio.

Además del rendimiento energético, la evaluación técnica demuestra que, para garantizar una operación segura y eficiente, es imprescindible considerar dos aspectos fundamentales: la remoción de compuestos sulfurados (como el H<sub>2</sub>S) y la adecuación de los sistemas de combustión. En este sentido, se propone un sistema basado en tecnologías de desulfuración química o catalítica, seguido de un proceso de combustión controlada en turbinas adaptadas a gases de bajo poder calorífico, con módulos de recuperación de calor.

Este diseño puede integrarse dentro de un ciclo combinado o sistema de cogeneración, el cual de aplicarse podría alcanzar una eficiencia total superior entre el 65 % al 80 %, lo cual supera ampliamente el rendimiento del sistema actual. Esta propuesta no solo responde al objetivo de evaluar el potencial energético, sino que incorpora criterios ambientales, de costos y sostenibilidad, consolidando al gas amargo como un recurso estratégicamente viable dentro del modelo de autosuficiencia energética.

## 11. Optimización de la generación eléctrica interna

El aprovechamiento del gas amargo como fuente de generación eléctrica interna representa una estrategia clave para reducir la dependencia de energía externa y optimizar el uso de recursos dentro de la refinería. Con una producción estimada de 1'080.425,87 kWh/mes bajo condiciones ideales, este sistema permitirá reducir la utilización de diésel para generación eléctrica interna, así como posibles fluctuaciones en el suministro eléctrico.

Además, la valorización del gas amargo (un subproducto que de otro modo sería desaprovechado) contribuye a mejorar la eficiencia operativa y minimizar el impacto ambiental al reducir las emisiones asociadas a su quema o liberación sin aprovechamiento. Implementar esta solución no solo incrementa la autosuficiencia energética de la refinería, sino que también optimiza el desempeño económico y ambiental de sus operaciones (Rahimpour *et al.*, 2012, pp. 17-28).

Para maximizar los beneficios de esta iniciativa, es recomendable evaluar la estabilidad del suministro de gas, la eficiencia de los sistemas de conversión energética y la viabilidad de implementar mejoras tecnológicas que optimicen el rendimiento del proceso (Moliere, 2002, pp. 227-238).

## 12. Viabilidad técnica a largo plazo: desulfuración y combustión eficiente

La viabilidad técnica a largo plazo del uso del gas amargo como fuente energética alternativa al diésel depende de criterios fundamentales que garanticen su operatividad sostenible, eficiencia energética y compatibilidad ambiental. Entre estos criterios, destacan la necesidad de desulfuración previa al proceso de combustión y el aseguramiento de una combustión eficiente.

El gas amargo contiene compuestos sulfurados como el H<sub>2</sub>S, cuya combustión directa sin tratamiento previo genera riesgos significativos de corrosión en equipos, emisiones elevadas de SO<sub>2</sub> y el incumplimiento de normativas ambientales. Por ello, es indispensable implementar procesos de desulfuración técnica, cuya viabilidad se determina por parámetros como el caudal del gas, la concentración de azufre y la disponibilidad tecnológica. Tecnologías como la absorción con aminas o la adsorción catalítica en lechos fijos permiten una remoción eficaz del contenido sulfurado, reduciendo los riesgos operativos y ambientales.

En paralelo, el poder calorífico del gas amargo requiere sistemas de combustión específicamente diseñados para este tipo de combustible. La eficiencia depende de la adecuada relación aire-combustible, del control preciso de la temperatura de llama y de una distribución homogénea del gas en los quemadores. El uso de quemadores de mezcla previa, cámaras de combustión de flujo turbulento y sistemas de control automático de oxígeno son estrategias recomendadas para alcanzar una combustión completa, estable y con bajas emisiones de NO<sub>x</sub>.

La integración de estos criterios; desulfuración efectiva y combustión optimizada, no solo aseguraría la funcionalidad técnica del sistema, sino que también podría fortalecer su sostenibilidad a largo plazo, consolidando al gas amargo como una alternativa energética viable dentro de las operaciones industriales.

## 13. Reducción de costos operacionales

Considerando el hecho de que el gas amargo requiere un tratamiento previo para la eliminación de impurezas, como el sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), lo que implica costos operacionales adicionales, su uso como fuente de generación eléctrica representa una alternativa viable y potencialmente rentable a largo plazo. La inversión en infraestructura para su procesamiento y conversión en electricidad puede justificarse por los beneficios económicos derivados de su disponibilidad constante y la reducción de la dependencia de combustibles más costosos, como el diésel.

Con una eficiencia de 18,70 ft<sup>3</sup>/kWh, la generación de electricidad a partir del gas amargo sigue siendo competitiva, especialmente considerando que evitaría la utilización de Diesel, mientras optimiza el uso de un recurso que, de otro modo, se desperdiciaría. Además, la disminución de costos operativos no solo fortalece la autosuficiencia energética de la refinería, sino que también contribuye a una mayor estabilidad financiera al reducir la exposición a la volatilidad de los precios del mercado energético.

## 14. Impacto ambiental y sostenibilidad

El uso del gas amargo para la generación de electricidad no solo aporta ventajas económicas y operativas, sino que también reduce significativamente su impacto ambiental. Este enfoque evita la liberación directa de gas amargo a la atmósfera, lo que disminuye las emisiones de contaminantes como sulfuros y otros compuestos volátiles asociados con el procesamiento de hidrocarburos.

Además, al sustituir parcialmente el uso de combustibles fósiles convencionales, como el diésel, la refinería logra reducir su huella de carbono, alineándose con estrategias de transición energética y sostenibilidad. Esto no solo mejora su desempeño ambiental, sino que también refuerza su cumplimiento con regulaciones ambientales cada vez más estrictas, lo que puede evitar sanciones y generar incentivos fiscales por reducción de emisiones.

Desde una perspectiva más amplia, la optimización del uso de subproductos gaseosos contribuye a la economía circular en la industria petrolera, al transformar un residuo en un recurso valioso. Para maximizar estos beneficios, se recomienda complementar este proceso con tecnologías de captura y aprovechamiento de CO<sub>2</sub>, así como implementar sistemas de monitoreo continuo de emisiones para evaluar el impacto ambiental en tiempo real.

## 15. Consumo de diésel vs. reemplazo con gas amargo

Consumo de Diésel: El sistema convencional de generación eléctrica en la refinería consume aproximadamente 333.044 galones de diésel por mes. Este valor es representativo de un sistema tradicional que depende del diésel como fuente primaria de energía para la generación de electricidad.

Reemplazo por Gas Amargo: El análisis sugiere que, mediante el uso de gas amargo en condiciones estándar, la cantidad de diésel necesario para la misma cantidad de generación eléctrica podría reducirse en 278.418 galones por mes. Esto se debe a la capacidad calorífica del gas amargo, que es suficiente para generar energía, aunque con una pequeña pérdida en términos de energía total (comparado con el uso de diésel).

Los resultados del Análisis de equivalencia de consumo de Diesel vs Gas amargo presentados en la Tabla 8, evidencian beneficios económicos y ambientales relevantes. En el ámbito económico, la sustitución reduce la dependencia de diésel y disminuiría costos operativos si se optimiza el proceso de tratamiento y combustión del gas amargo.

TABLA 8

Análisis de equivalencia en el reemplazo de diésel por gas a margo en la generación eléctrica

<b>GENERACION ELECTRICA REFINERIA LA LIBERTAD</b>	
Diesel Consumido (Gal) / Mes	333.044
Equivalencia en (Gal) / Mes, reemplazo diésel con Gas amargo	278.418

## 16. Comparativa de la generación eléctrica convencional vs. propuesta de uso de gas amargo

La Tabla 9 presenta una comparativa entre la generación total de electricidad utilizando diésel y gas amargo en la refinería. Los valores obtenidos para la generación total mensual son los siguientes:

TABLA 9

Análisis comparativo de la generación eléctrica frente a la propuesta de utilización de gas amargo

<b>GENERACION ELECTRICA REFINERIA LA LIBERTAD</b>	
Generación total (KWh) / Mes - Diesel	1'292.210,72
Generación total (KWh) / Mes – Gas Amargo	1'080.425,87

La utilización del gas amargo podría resultar en una disminución de la producción total de electricidad mediante la utilización de diésel en aproximadamente 1'080.425,87 kWh/mes bajo condiciones ideales; presentando una propuesta técnicamente viable, hecho que generaría un ahorro en el consumo actual de diésel por mes.

Finalmente, la posible implementación del gas amargo como fuente energética representaría una estrategia integral de valorización de subproductos, que permite reducir significativamente los costos operativos al aprovechar un recurso disponible internamente como resultado del proceso de destilación primaria. Esta alternativa no solo mejora la eficiencia global del sistema de generación eléctrica, sino que también mitiga el impacto ambiental asociado a la quema en antorchas, promoviendo así una operación más sostenible y autosuficiente.

## 17. Contraste metodológico y técnico con estudios nacionales e internacionales

La comparación con estudios previos evidencia diferencias en la orientación metodológica y en el alcance de la validación. A nivel nacional, las investigaciones realizadas por (Cusanguá et al., 2021; Álvarez et al., 2024, pp. 83-92), han contribuido a caracterizar el problema desde una perspectiva diagnóstica y regulatoria, mientras que en el ámbito internacional los estudios de (Taha et al., 2024; Mahya y Amirhossein, 2020; Amirhossein et al., 2022) se enfocan en la reducción de emisiones y en modelos conceptuales de valorización del gas amargo. Estos enfoques aportan un marco de referencia importante, pero se desarrollan principalmente en escenarios simulados o en contextos upstream, sin trasladarse de manera directa a la operación de refinerías.

El presente estudio se inserta como complemento a estas aproximaciones al integrar técnicas experimentales como: análisis cromatográfico de gases, balance de masa de corrientes residuales y mediciones de desempeño energético; factores que permiten vincular la caracterización del recurso con su uso directo en la sustitución del diésel en generadores eléctricos. Este abordaje traslada la discusión de un plano conceptual a una validación práctica bajo condiciones operativas, ofreciendo un puente entre el diagnóstico general de la literatura y la aplicabilidad industrial.

En consecuencia, más que contradecir los enfoques existentes, el trabajo aquí desarrollado amplía su alcance al aportar evidencia cuantitativa y operativa, orientada a la eficiencia energética y a la sostenibilidad de los procesos internos en refinerías. Este contraste reafirma la necesidad de avanzar desde estudios descriptivos hacia aplicaciones experimentales que fortalezcan la transición hacia un aprovechamiento más eficiente y responsable de los gases residuales en la industria de hidrocarburos.

## CONCLUSIONES

El gas amargo presenta un poder calorífico de 1.772,8 BTU/pie<sup>3</sup>, lo que indica un potencial energético moderado en comparación con combustibles convencionales. Sin embargo, su uso en aplicaciones industriales, particularmente en procesos de generación de electricidad, lo convierte en una alternativa viable dentro del esquema energético de la refinería.

La elevada concentración de gas sulfídrico (H<sub>2</sub>S), estimada en 801 ppm, representa un desafío operativo, ya que requiere procesos de desulfuración para mitigar la corrosión en equipos, evitar la degradación de materiales y reducir emisiones contaminantes.

Con una disponibilidad de 673.465,46 ft<sup>3</sup>/día, el gas amargo constituye un recurso energético de relevancia estratégica para la refinería. Su uso en generación eléctrica interna no solo contribuye a la autosuficiencia energética, sino que también reduce la demanda de fuentes externas de electricidad, favoreciendo la estabilidad operativa y la reducción de costos.

La utilización del gas amargo permitiría la generación de 36.014,20 kWh/día, lo que representa un aporte significativo al suministro interno de energía eléctrica de la refinería. Su disponibilidad constante y su integración dentro del proceso productivo justifican su aprovechamiento.

La energía térmica potencialmente aprovechable asciende a 1'193.919.567,49 BTU/día, lo que en términos de sustitución de combustibles equivale a una reducción aproximada de 9.280,60 galones de diésel por día en condiciones ideales. Este desplazamiento del consumo de diésel no solo optimizaría el uso de recursos energéticos internos, sino que también contribuye a la reducción de costos operativos y mejora el desempeño ambiental de la refinería.

La eficiencia en la conversión energética del gas amargo se refleja en un requerimiento de 18,70 ft<sup>3</sup> de gas por cada kWh generado, lo que, si bien es inferior en comparación con otros combustibles, se compensa con su disponibilidad dentro del sistema productivo de la refinería. Este factor lo convierte en una alternativa viable para la generación eléctrica interna, siempre que se implementen estrategias de optimización en su procesamiento y combustión.

A pesar de su menor poder calorífico en comparación con el GLP y el diésel, el gas amargo representa una fuente energética factible para la refinería. Su integración en los procesos de generación de electricidad dependerá de la eficiencia de los sistemas de purificación y combustión, así como de su impacto en los costos operativos y de mantenimiento.

La sustitución parcial del diésel mediante el uso de gas amargo en este análisis a condiciones estándar permitiría una reducción en el consumo de diésel, lo que tiene implicaciones directas en la reducción de la huella de carbono de la refinería. Además, esta disminución en el uso de combustibles fósiles se alinea con las estrategias globales de sostenibilidad y descarbonización industrial.

El aprovechamiento del gas amargo mejora la eficiencia operativa al reducir la dependencia de fuentes externas de energía, disminuir costos y optimizar el balance energético de la refinería. Este enfoque contribuye a una mayor resiliencia operativa, especialmente en contextos de volatilidad en los precios del diésel y restricciones en el suministro de combustibles convencionales.

La combustión controlada del gas amargo para generación eléctrica reduce significativamente las emisiones contaminantes en comparación con su quema no controlada o su liberación a la atmósfera. La disminución de emisiones de SO<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> facilita el cumplimiento de regulaciones ambientales más estrictas, mejora la reputación de la refinería y optimiza su desempeño en auditorías regulatorias.

Como subproducto del proceso de refinación, el gas amargo representa un recurso energético valioso que, de no ser aprovechado, se desperdiciaría. Su valorización dentro del proceso industrial permite optimizar la gestión de residuos gaseosos y aprovechar fuentes de energía previamente infravalorizadas.

La integración del gas amargo en el esquema energético de la refinería se alinea con los principios de economía circular, al transformar un residuo en un insumo energético con aplicaciones industriales. Este enfoque contribuye a la sostenibilidad del proceso productivo y mejora la eficiencia global del sistema.

La implementación de un sistema de conversión de gas amargo en electricidad es técnicamente viable a largo plazo, siempre que se optimicen los procesos de separación de contaminantes y combustión para maximizar la eficiencia energética. La incorporación de tecnologías avanzadas de desulfuración y sistemas de combustión de alta eficiencia permitiría mejorar el rendimiento del proceso, reducir costos de mantenimiento y minimizar el impacto ambiental. Además, la integración progresiva de este sistema contribuiría a la modernización de la infraestructura energética de la refinería, aumentando su resiliencia operativa y alineándola con estándares internacionales de eficiencia y sostenibilidad.

La reducción en el consumo de diésel y la menor dependencia de la red eléctrica externa fortalecen la autosuficiencia energética de la refinería, permitiendo una mayor estabilidad operativa ante fluctuaciones en la disponibilidad y el costo de los combustibles convencionales.

## RECOMENDACIONES

Optimización del tratamiento y purificación del gas amargo: Implementar tecnologías avanzadas de desulfuración y tratamiento para eliminar eficientemente impurezas como el H<sub>2</sub>S, mejorando la calidad del gas para su uso en generación eléctrica. Esta optimización debe incluir procesos de desulfuración continua y mejoras en la eficiencia de conversión para reducir los costos operativos y aumentar la eficiencia del sistema.

Monitoreo y cumplimiento ambiental: Establecer un sistema de monitoreo continuo para evaluar las emisiones de gases contaminantes generadas durante la combustión del gas amargo, asegurando el cumplimiento con normativas ambientales y mitigando su impacto mediante estrategias de reducción de emisiones y captura de carbono.

Fortalecimiento de capacidades operativas y mantenimiento: Desarrollar programas de capacitación técnica especializada para el personal encargado de la gestión del gas amargo, asegurando operaciones eficientes y seguras. Además, se debe implementar un sistema de mantenimiento predictivo y evaluaciones periódicas de rendimiento para asegurar que los sistemas operen de manera óptima a largo plazo.

Inversión en infraestructura energética: Invertir en equipos de conversión de alta eficiencia para maximizar el rendimiento de la generación eléctrica a partir del gas amargo. Esta inversión debe incluir la mejora de la infraestructura de tratamiento para reducir el impacto de la composición química del gas sobre los sistemas de combustión y garantizar su fiabilidad operativa.

Investigación e integración de tecnologías emergentes: Fomentar la investigación y desarrollo (I+D) para explorar tecnologías emergentes en la conversión energética, como reactores de alta eficiencia y procesos de captura y reutilización de carbono, que podrían mejorar el rendimiento

energético y reducir los residuos generados durante el proceso.

Optimización del uso del gas amargo y reducción de la dependencia de combustibles fósiles: Incrementar gradualmente el uso del gas amargo en la generación eléctrica dentro de la refinería para reducir la dependencia de diésel y mejorar la autosuficiencia energética. Este enfoque debe ir acompañado de un plan integral de optimización energética que maximice el uso eficiente de los recursos disponibles.

Aprovechamiento integral del gas amargo en procesos industriales: Evaluar la posibilidad de tratar el gas amargo en fases para aprovechar sus diferentes componentes en diversos procesos industriales dentro de la refinería, como la generación de vapor o calefacción de unidades, lo que permitiría una optimización de la cadena de suministro de gas amargo y una mejor gestión de los recursos energéticos.

## Contribución del autores

Israel Alejandro Murillo Calderón: conceptualización, análisis formal, administración del proyecto, recursos, investigación, metodología, recursos, redacción – borrador original, supervisión, validación, visualización, redacción – revisión y edición.

## Cesión de derechos y declaración de conflicto de intereses

La revista FIGEMPA: Investigación y Desarrollo conserva los derechos patrimoniales (copyright) de la obra publicada, al mismo tiempo que promueve y permite su reutilización. La obra se publica en edición electrónica bajo la licencia Creative Commons CC-BY 4.0, que permite a los usuarios compartir, copiar y redistribuir el contenido, siempre que se dé el debido reconocimiento a los autores.  
[\(\[https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.es\\\_ES\]\(https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.es\_ES\)\)](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.es_ES).

El autor declara haber respetado los principios éticos de investigación y estar libre de cualquier conflicto de intereses.

## REFERENCIAS

- Álvarez, L. et al. (2024) "Gas asociado de petróleo para generación eléctrica en el campo Bermejo", *Revista Conectividad*, 5(1), pp. 83-92. DOI: 10.37431/conectividad.v5i1.91
- Amirhossein, K. G., Mahya, N. y Mona, I. (2022) "Enviro-economic investigation of various flare gas recovery and utilization technologies in upstream and downstream of oil and gas industries", *Journal of Cleaner Production*, 346. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.131218
- Basini, L. (2005) "Issues in H<sub>2</sub> and synthesis gas technologies for refinery, GTL and small and distributed industrial needs", *Catalysis Today*, 106(1-4), pp. 34-40. DOI: 10.1016/j.cattod.2005.07.179
- Biresselioglu, M. (2016) *Changing Trends in the Production and Consumption of Oil and Natural Gas in the World*. Exploration and Production of Petroleum and Natural Gas, pp. 657-678. DOI: 10.1520/MNL7320140015
- Blumberg, L. (2021) *Theory of gas chromatography*. En: Poole, C. *Gas chromatography*. 2 ed. New York: Elsevier, pp. 19-97. DOI: 10.1016/B978-0-12-820675-1.00026-5
- Bosch, H., y Janßen, F.D. (1988) "Catalytic Reduction of Nitrogen Oxides. A Review on the Fundamentals and Technology", *ChemInform*, 19(31), pp. 369-531. DOI:10.1002/CHIN.198831346
- Cherednichenko, O., Serbin, S. y Dzida, M. (2019) "Application of Thermo-chemical technologies for conversion of associated gas in diesel-gas turbine installations for oil and gas floating units", *Polish Maritime Research*, 26(3), pp. 181-187. DOI: 10.2478/pomr-2019-0059
- Cherubini, F. (2010) "The biorefinery concept: Using biomass instead of oil for producing energy and chemicals", *Energy conversion and management*, 51(7), pp. 1412-1421. DOI: 10.1016/j.enconman.2010.01.015
- Coker, A. K. (2018) *Petroleum Refining Design and Applications Handbook*. USA: John Wiley & Sons. Disponible en: <https://books.google.com.ec/books?id=oGutDwAAQBAJ&printsec>
- Cortes, R. y Lobelles, G. (2020) *Propuesta de mejora tecnológica en una refinería de petróleo: Producción y recuperación de azufre*. Mauritius: Académica Española. Disponible en: <https://www.amazon.com/-/he/Roxana-Cort%C3%A9s-Mart%C3%ADnez/dp/6200365458>
- Cusanguá, Y. et al. (2021) "Aprovechamiento del gas asociado en plataformas petroleras, caso de estudio campo Sacha", *Figempa: Investigación y Desarrollo*, 12(2), pp. 26-36. DOI: 10.29166/revfig.v12i2.3090.
- Dincer, I., Rosen, M. y Ahmadi, P. (2017) *Optimization of Energy Systems*. Wiley. DOI: 10.1002/9781118894484
- Elgowainy, A. et al. (2014) "Energy efficiency and greenhouse gas emission intensity of petroleum products at US refineries", *Environmental science y technology*, 48(13), pp. 7612-7624. DOI: 10.1021/es5010347
- Faramawy, S., Zaki, T. y Sakr, A. (2016) "Natural gas origin, composition, and processing: A review", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34, pp. 34-54. DOI: doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030

Glynn, J. y Swarbrick, R. (2021) *Petroleum Geoscience*. 2<sup>a</sup> ed. New York: Springer Berlin, Heidelberg. Disponible en: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-34132-8>

Guilherme, L. y Alexandrino, F. (2018) "Comprehensive Two-Dimensional Gas Chromatography-Mass Spectrometry/Selected Ion Monitoring (GCxGC-MS/SIM) and Chemometrics to Enhance Inter-Reservoir Geochemical Features of Crude Oils", *Energy y Fuels*, 32(8), pp. 8017-8023. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b00230

Hayes, J., Barczak, R., Suffet, I. y Stuetz, R. (2023) "The use of gas chromatography combined with chemical and sensory analysis to evaluate nuisance odours in the air and water environment", *Environment International*, 180, pp. 1-14. DOI: 10.1016/j.envint.2023.108214

Hester, R. y Harrison, R. (2016) *Air Pollution and Health*. Cambridge: The Royal Society of Chemistry. Disponible en: [https://api.pageplace.de/preview/DT0400.9781847550095\\_A26561501/preview-9781847550095\\_A26561501.pdf](https://api.pageplace.de/preview/DT0400.9781847550095_A26561501/preview-9781847550095_A26561501.pdf)

Kayode Coker, A. (2018) *Petroleum Refining Design and Applications Handbook*. New York: John Wiley & Sons. DOI: 10.1002/9781119257110

Kohl, H. y Nielsen, R. (1997) *Gas Purification*. 5<sup>a</sup> ed. Houston: Gulf Publishing Company. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/book/9780884152200/gas-purification>

Lackner, K. (2010) *Comparative Impacts of Fossil Fuels and Alternative Energy Sources*. United Kingdom: Royal Society of Chemistry. DOI: 10.1039/9781847559715-00001

Lee, J. y Wattenbarger, R. (1996) *Gas Reservoir Engineering*. 5<sup>a</sup> ed. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/9781555630737

Levin, D. y Chahine, R. (2010) "Challenges for renewable hydrogen production from biomass", *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(10), pp. 4692-4969. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2009.08.067

Lyons, W., Plisga, G. y Lorenz, M. (2016) *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*. 3<sup>a</sup> ed. New York: Gulf Professional Publishing. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/book/9780123838469/standard-handbook-of-petroleum-and-natural-gas-engineering>

Mahya, N. y Amirhossein, K. G. (2020) "Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviro-economic evaluation of different scenarios", *Energy-Elvieser*, 204. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117940

Manley, D. (1998) "Thermodynamically efficient distillation: NGL fractionation", *Latin American Applied Research*, 28(4), pp. 211-216. Disponible en: [https://scholarsmine.mst.edu/masters\\_theses/1948/](https://scholarsmine.mst.edu/masters_theses/1948/)

Neissen, W. M. (2001) *Current Practice of Gas Chromatography - Mass Spectrometry*. New York: Marcel Dekker Inc. Disponible en: <https://www.routledge.com/Current-Practice-of-Gas-Chromatography-Mass-Spectrometry/Niessen/p/book/9780367397425>

Moliere, M. (2002) "Benefiting from the wide fuel capability of gas turbines: A review of application opportunities", *Conference Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air*, pp. 227-238. DOI: 10.1115/GT2002-30017

EP Petroecuador (2016) *Informe general de operaciones de refinación de la Refinería La Libertad*. Santa Elena. Documento no publicado.

Rahimpour, M. et al. (2012) "A comparative study of three different methods for flare gas recovery of Asalooye Gas Refinery", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 4, pp. 17-28. DOI: 10.1016/j.jngse.2011.10.001

Rahimpour, M. y Jokar, S. (2012) "Feasibility of flare gas reformation to practical energy in Farashband gas refinery: No gas flaring", *Journal of hazardous materials*, 209, pp. 204-217. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2012.01.017

Ranjan, S., Roy, C. y Kumar, S. (2023) "Gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS): a comprehensive review of synergistic combinations and their applications in the past two decades", *Journal of Analytical Sciences and Applied Biotechnology*, 5(2), pp. 72-85. DOI: 10.48402/IMIST.PRSM/jasab-v5i2.40209

Rincón, J., Silva, E. (2014) *Bioenergía: Fuentes, conversión y sustentabilidad*. Bogotá: Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía. Disponible en: <https://ianas.org/wp-content/uploads/2020/07/ebp01.pdf>

Speight, J. (2005) *Gas Processing: Environmental Aspects*. Oxford: Elsevier Science & Technology Books. Disponible en: <https://www.ebay.com/item/396443962530>

Speight, J. (2014) *Handbook of Petroleum Product Analysis*. 2<sup>a</sup> ed. New Jersey: John Wiley & Sons. DOI: 10.1002/9781118986370

Taha, A., Abdelalim, G. y AboulFotouh, T. (2024) "The impact of a zero-flaring system on gas plants, environment, and health", *Journal of Engineering and Applied Science*, 71(131). DOI: 10.1186/s44147-024-00469-9

Vargas, J. (2016) *Estudio operacional de mezclas de gases que estabilice el suministro de energía al horno de la topping U-150 de la refinería de Barrancabermeja*. Tesis de maestría. Universidad Industrial de Santander. Disponible en: <https://noesis.uis.edu.co/items/0cf4ecb2-ec3a-4d0b-bf2a-6325d2ad72aa>

Vogt, E. y Weckhuysen, B. (2024) "The refinery of the future", *Nature*, 629, pp. 295-306. DOI: 10.1038/s41586-024-07322-2

William, B. (1996). *Fundamentals of Gas Turbines*. 2<sup>a</sup> ed. USA: John Wiley & Sons. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/615184941/Fundamentals-of-Gas-Turbines-William>