

SIMULACIÓN DE MEZCLAS DE GAS NATURAL Y GLP CON DIFERENTES
CONCENTRACIONES DE HIDRÓGENO Y SU INFLUENCIA EN LA
COMBUSTIÓN EN QUEMADORES ATMOSFÉRICOS

EDINSON RUEDA FUENTES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS
BUCARAMANGA

2025

SIMULACIÓN DE MEZCLAS DE GAS NATURAL Y GLP CON DIFERENTES
CONCENTRACIONES DE HIDRÓGENO Y SU INFLUENCIA EN LA
COMBUSTIÓN EN QUEMADORES ATMOSFERICOS

EDINSON RUEDA FUENTES

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER
EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS

DIRECTOR:
CARLOS EDUARDO GARCÍA SÁNCHEZ
PhD en Ingeniería Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS
BUCARAMANGA

2025

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS.....	18
1.1 OBJETIVO GENERAL	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
2. ESTADO DEL ARTE Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
2.1 COMPONENTES CLAVES DE LA INFRAESTRUCTURA DE GASES COMBUSTIBLES.....	22
2.1.1 Infraestructura de transporte de GLP en Colombia.....	22
2.1.2 Infraestructura de transporte de gas natural en Colombia	23
2.1.2.1 Campos distribuidos por cuencas	24
2.1.2.2 Red de gasoductos	25
2.1.2.3 Usuarios finales	25
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES GASEOSOS	27
2.2.1 Primera familia	28
2.2.2 Segunda familia	29
2.2.3 Tercera familia	30
2.3 PROPIEDADES DEL GAS COMBUSTIBLE	30
2.4 INTERCAMBIABILIDAD DE GASES	32
2.4.1 Intercambiabilidad entre gas natural e hidrógeno	33
2.4.2 Problemas de Intercambiabilidad	35
2.5 Modelos matemáticos	38
2.5.1 Potencia térmica	38
2.5.2 Eficiencia energética	39
2.5.3 Combustión.....	40
3. METODOLOGIA	42

3.1 Tipo de investigación	42
3.2 Diseño experimental	42
3.3 Simulación de mezclas de gas Natural, GLP e hidrógeno	43
3.3.1 Composición Inicial seleccionada	43
3.3.1.1 Gas Natural (GN)	43
3.3.1.2 Gas Licuado de Petróleo (GLP)	44
3.3.2 Proporción de la Mezcla	45
3.3.3 Determinación Composición Resultante	45
3.4 Procedimientos de ensayo	45
3.4.1 Resistencia al sobrecalentamiento	45
3.4.2 Estabilidad de las llamas	46
3.4.3 Eficiencia energética	47
3.4.4 Combustión para mesa de trabajo	48
3.5 Locaciones para las pruebas	49
3.6 Matriz de ensayo	49
4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE PROPIEDADES DE MEZCLAS DE HIDRÓGENO Y GAS NATURAL Y GLP	51
4.1 Determinación de propiedades de mezclas GN, GLP e hidrógeno	51
4.2 Resultados respecto de especificaciones de la calidad del gas natural que ingresa al Sistema Nacional de Transporte (SNT)	52
4.3 Especificaciones de calidad del gas natural y del GLP en las Instalaciones Internas de Gas Combustible	55
5. RESULTADOS DEL IMPACTO DE LA ADICIÓN DE HIDRÓGENO EN EQUIPOS DE USO FINAL	58
5.1 Banco de combustión de mezclas de GN y GLP con H ₂	58
5.2 Sistema de preparación de mezclas de gases.	60
5.2.1 Gases utilizados para los ensayos	63
5.3 Dispositivo de prueba.	65
5.4 Resultados de color y forma de la llama	66

5.5 Resultados sobre consumo de gas y potencia	68
5.6 Resultados sobre composición de gases de combustión	76
5.7 Resultados sobre temperatura del quemador.....	79
6. CONCLUSIONES	83
7. RECOMENDACIONES.....	87
BIBLIOGRAFÍA.....	89
ANEXOS	93

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación principales resoluciones emitidas	21
Tabla 2. Campos distribuidos por cuenca	24
Tabla 3. Red de Gasoductos	25
Tabla 4. Clasificación de los combustibles gaseosos según el índice de Wobbe ..	28
Tabla 5. Problemas de intercambiabilidad	35
Tabla 6. Fracción molar de CO ₂ en combustión estequiométrica de mezclas de GN, GLP e Hidrógeno	41
Tabla 7. Composiciones de gas representativas de Colombia	44
Tabla 8. Composiciones de gas representativas de Colombia	44
Tabla 9. Locaciones para las pruebas.	49
Tabla 10. Ensayos realizados	49
Tabla 11. Propiedades fisicoquímicas de mezclas de GN e H ₂	51
Tabla 12. Propiedades fisicoquímicas de mezclas de GLP e H ₂	52
Tabla 13. Especificaciones de la calidad del gas	53
Tabla 14. Especificaciones Calidad del Gas según Resolución 90902:2013.....	55
Tabla 15. Características del banco de combustión	58
Tabla 16. Composición Gas Natural y GLP	64
Tabla 17. Propiedades fisicoquímicas del Gas Natural y GLP	64
Tabla 18. Propiedades fisicoquímicas del Gas Natural y GLP	65
Tabla 19. Características de la estufa (Cubierta empotrable).....	66
Tabla 20. Concentración de H ₂ admisible en la estufa	67
Tabla 21. Resultados de la eficiencia de estufa con GN y GLP	68
Tabla 22. Resultados emisiones de combustión.....	76
Tabla 23. Resultados temperatura quemador.....	80
Tabla 24. Resultados retroceso de llama.....	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa general de la infraestructura de transporte en Colombia	23
Figura 2. Oferta histórica de gas natural según la modalidad de entrega 2016 – 2024.....	27
Figura 3. Variación del poder calorífico en función del H ₂	53
Figura 4. Variación del Índice de Wobbe en función del H ₂	54
Figura 5. Variación del Índice de Wobbe en función del H ₂ -GN.	56
Figura 6. Variación del Índice de Wobbe en función del H ₂ - GLP.	57
Figura 7. Banco de combustión de mezclas de hidrogeno, GN y GLP.	59
Figura 8. Diagrama del proceso.....	61
Figura 9. Variación del color y tamaño de la llama en la estufa – GN.....	67
Figura 10. Variación del color y tamaño de la llama en la estufa – GLP	67
Figura 11. Consumo de GN y GLP en el quemador ensayado	69
Figura 12. Variación del caudal en el quemador.....	70
Figura 13. Potencia térmica en el quemador	71
Figura 14. Variación de la potencia térmica en el quemador	72
Figura 15. Velocidad de calentamiento del quemador	73
Figura 16. Eficiencia energética del quemador	74
Figura 17. Eficiencia energética del quemador	75
Figura 18. Emisiones de monóxido de carbono (CO) en quemador de estufa	77
Figura 19. Emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) en quemador de estufa	78
Figura 20. Temperatura de calentamiento del quemador – GN.....	80
Figura 21. Temperatura de calentamiento del quemador – GLP	80
Figura 22. Temperatura del quemador	81

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Características metrológicas de los instrumentos utilizados	93
ANEXO B. Composición inicial del gas natural (GN)	94
ANEXO C. Composición inicial del gas licuado del petróleo (GLP)	96
ANEXO D. Certificado de calibracion del analizador de combustión	98
ANEXO E. Certificado de calibracion medidores controladores de flujo	99

RESUMEN

TÍTULO: SIMULACIÓN DE MEZCLAS DE GAS NATURAL Y GLP CON DIFERENTES CONCENTRACIONES DE HIDRÓGENO Y SU INFLUENCIA EN LA COMBUSTIÓN EN QUEMADORES ATMOSFERICOS *

AUTOR: EDINSON RUEDA FUENTES***

PALABRAS CLAVE: gas natural, gas licuado del petróleo, hidrógeno, intercambiabilidad, poder calorífico, índice de Wobbe, controladores de flujo, límites regulatorios.

DESCRIPCIÓN:

La alta dependencia del país a los combustibles fósiles, cuya producción disminuye por ser no renovables, plantea una problemática energética que requiere atención. Además, estos combustibles son responsables de gran parte de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que impulsa la búsqueda de alternativas más limpias. A nivel mundial, se estudia la incorporación de hidrógeno en la red de gas natural como una posible solución, pero en el país aún faltan investigaciones que evalúen su viabilidad. Entre las principales limitaciones están los posibles efectos sobre la infraestructura existente y la falta de conocimiento sobre los niveles de hidrógeno que pueden ser utilizados sin afectar el funcionamiento seguro y eficiente de los gasodomésticos.

En este contexto, resulta fundamental desarrollar un estudio que amplíe el panorama energético a nivel nacional, considerando la introducción de un porcentaje de hidrógeno en la red de gas natural como una alternativa viable para reducir la huella de carbono en la industria, especialmente en los equipos de uso final. Asimismo, es necesario evaluar el desempeño de los gasodomésticos al operar con este tipo de mezcla de combustible, a fin de garantizar su correcto funcionamiento.

Este trabajo de grado aborda de manera experimental la combustión de mezclas de gas natural (GN), gas licuado del petróleo (GLP) e hidrógeno en estufas domésticas, considerando el efecto de la altitud. Se evaluaron las propiedades fisicoquímicas de las mezclas y su cumplimiento con la normativa nacional vigente. Con base en estos

*Trabajo final de maestría.

*** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Maestría en ingeniería de petróleos y gas.

Director: PhD. Carlos Eduardo García Sánchez.

resultados, se diseñó y construyó un laboratorio portátil para analizar el rendimiento, las emisiones y la eficiencia del sistema, con el propósito de proporcionar insumos técnicos que respalden futuras regulaciones sobre el uso de estas mezclas energéticas en aplicaciones domésticas. Los ensayos demostraron que la adición de hidrógeno mejora la eficiencia de combustión y reduce emisiones. Se concluye que estas mezclas son una alternativa viable y segura, especialmente en zonas de mayor altitud.

ABSTRACT

TITLE: SIMULATION OF NATURAL GAS AND LPG BLENDS WITH DIFFERENT HYDROGEN CONCENTRATIONS AND THEIR INFLUENCE ON COMBUSTION IN ATMOSPHERIC BURNERS *

AUTHOR: EDINSON RUEDA FUENTES **

KEY WORDS: Natural gas, Liquefied petroleum gas (LPG), Hydrogen, Interchangeability, Heating value, Wobbe index, Flow controllers, Regulatory limits.

DESCRIPTION:

The country's high dependence on fossil fuels, whose production is declining due to their non-renewable nature, presents an energy challenge that requires attention. Moreover, these fuels are major contributors to greenhouse gas emissions, driving the search for cleaner alternatives. Globally, the incorporation of hydrogen into the natural gas grid is being explored as a potential solution, but in the country, research assessing its feasibility is still lacking. Key limitations include the potential impact on existing infrastructure and the limited knowledge about acceptable hydrogen blending levels that would not compromise the safe and efficient operation of gas appliances.

In this context, it is essential to conduct a study that broadens the national energy outlook by considering the introduction of a percentage of hydrogen into the natural gas network as a viable alternative to reduce the industry's carbon footprint, especially in end-use equipment. Likewise, it is necessary to evaluate the performance of gas appliances when operating with this type of fuel mixture to ensure their proper functioning.

This thesis experimentally investigates the combustion of natural gas (NG), liquefied petroleum gas (LPG), and hydrogen mixtures in domestic stoves, considering the influence of altitude. The physicochemical properties of the mixtures and their compliance with current national regulations were evaluated. Based on these results, a portable laboratory was designed and built to analyze system performance,

** Master's Degree Final Work.

*** Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Master's degree in Petroleum and Gas Engineering. Director: PhD. Carlos Eduardo García Sánchez.

*

emissions, and efficiency, with the aim of providing technical input to support future regulations on the use of these energy blends in household applications. The experiments showed that the addition of hydrogen improves combustion efficiency and reduces emissions. It is concluded that these mixtures represent a viable and safe alternative, particularly in high-altitude areas.

INTRODUCCIÓN

Colombia ha planteado una hoja de ruta¹ que permita ver el hidrógeno como una alternativa viable para cumplir con el compromiso adquirido en el acuerdo de París² del 2015, el cual busca la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Para esto, la industria del gas natural en Colombia ha buscado alternativas dentro de las cuales se encuentra la introducción de un porcentaje de hidrógeno dentro de la red de transporte de gas natural, lo cual es también conocido como *blending*.

Actualmente el país depende en gran medida del consumo de combustibles fósiles, los cuales se encuentran en decrecimiento en cuanto a su producción por tratarse de recursos no renovables, constituyendo esto una problemática energética que requiere atención en el mediano plazo. Adicionalmente, se debe contemplar que cada día se requiere disminuir las fatales consecuencias de las emisiones de gases de efecto invernadero, en las que se considera a los combustibles fósiles como principales aportantes. Por otro lado, a nivel mundial se han venido adelantando estudios y estrategias para mitigar las emisiones contaminantes del aire, dentro de las cuales se ha planteado la introducción de un porcentaje de hidrógeno en la red de gas natural; sin embargo, a nivel nacional no se cuenta con suficientes estudios que permitan establecer la idoneidad de esta alternativa. La alternativa de introducir hidrógeno a la red de gas natural presenta la limitante de que se desconocen los posibles efectos en la integridad de la infraestructura existente (gasoductos y red de distribución doméstica, por mencionar algunos). Por otro lado, se desconocen los niveles de intercambiabilidad permisibles para la utilización de gasodomésticos con

¹CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. El Acuerdo de París [en línea]. [s. f.].

² MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Hoja de ruta del hidrógeno: Colombia, potencia mundial de hidrógeno verde [en línea]. 2021.

un suministro de gas natural mezclado con hidrógeno y su desempeño final en el proceso de combustión.

Con base en lo anterior, se hace necesario realizar un estudio que permita ampliar el panorama energético a nivel nacional, donde se considere como alternativa viable la introducción de un porcentaje de hidrógeno a la red de gas natural, de tal forma que se busque la disminución de la huella de carbono en esta industria, específicamente en los equipos de uso final. Por otro lado, se hace necesario revisar el comportamiento de los gasodomésticos al suministrarle un combustible de estas características, con el fin de confirmar la correcta operación de los mismos.

Muchos países europeos han comenzado la investigación y desarrollo de prototipos para determinar la proporción adecuada de *blending*, sugiriendo diferentes límites de introducción de hidrógeno. Por ejemplo, en Italia, hacen referencia a que es adecuado un 10 % de hidrógeno para redes de distribución de gas natural³. Por otro lado, en Inglaterra⁴ se realizó un proyecto piloto en la Universidad de Keele y otras ubicaciones que probó mezclas de hidrógeno y gas natural con hasta un 20 % de hidrógeno inyectado en la red de distribución de gas, evaluando la seguridad, el impacto en equipos y el comportamiento de los usuarios. Por lo tanto, sería adecuado revisar la influencia en los gases naturales representativos del país, cuando se inyecta una cantidad de hidrógeno entre el 10 % y el 20 %. Sin embargo, existe un acuerdo generalizado referente a los requerimientos para determinar los límites de mezcla de hidrógeno apropiados para cada país, con base en las características de los gases naturales provenientes de diferentes yacimientos, la infraestructura construida para el transporte del combustible (materiales de tuberías,

³ Pellegrini, G.; Guzzini, A.; Sacconi, C. A preliminary assessment of the potential of low percentage green hydrogen blending in the Italian natural gas network. *Energies* (Basel), vol. 13, no. 21, 2020.

⁴ ISAAC. (n.d.). HyDeploy: The UK's First Hydrogen Blending Deployment Project. *Clean Energy*, 3(2), 114–126.

compresores, empaques, etc.), y las especificaciones de los equipos de uso final (quemadores instalados, turbinas de gas instaladas, etc.).

La mezcla de hidrógeno en las redes de gas natural se ha propuesto como una solución a corto plazo para reducir emisiones y facilitar el acceso temprano al mercado para tecnologías de hidrógeno, como los electrolizadores. Sin embargo, esta estrategia presenta numerosos desafíos e incertidumbres técnicas, económicas y operativas. Entre estos desafíos se encuentran los efectos del hidrógeno en las propiedades termodinámicas de la mezcla gaseosa, la integridad y desempeño de los materiales de las tuberías y equipos, y las implicaciones en las infraestructuras de almacenamiento y separación de hidrógeno. Además, la reducción de la capacidad de transmisión energética debido a las propiedades físicas del hidrógeno y el incremento en la energía necesaria para compresión requieren un análisis cuidadoso para equilibrar costos operativos y de inversión. Diversas demostraciones internacionales han mostrado la viabilidad de mezclas de bajo porcentaje de hidrógeno, aunque se necesitan más estudios para cerrar las brechas de conocimiento y apoyar la toma de decisiones en futuros proyectos⁵.

Es por esto que se propone realizar un trabajo de profundización respecto al tema del *blending* en Colombia, que permita estudiar una proporción adecuada de gas natural e hidrógeno, con el fin de reducir el impacto ambiental de las emisiones producto del uso de los combustibles fósiles. Los resultados del presente trabajo son de interés de toda la cadena de valor del gas natural, especialmente para los transportadores, distribuidores y fabricantes de gasodomésticos, ya que la mezcla de gas natural con hidrógeno permitirá ampliar la oferta del energético, disminuyendo la huella de carbono asociada. Por otro lado, se espera que este estudio brinde un aporte significativo en la ruta de implementación del hidrógeno

⁵ Topolski, K., Reznicek, E. P., Erdener, B. C., San Marchi, C. W., Ronevich, J. A., Fring, L., Simmons, K., Guerra Fernández, O. J., Hodge, B.-M., & Chung, M. (2022). Hydrogen blending into natural gas pipeline infrastructure: Review of the state of technology (NREL/TP-5700-81704). National Renewable Energy Laboratory.

como combustible, y facilite la información básica necesaria para revisar la adecuada operación de los equipos de uso final.

Se espera que al finalizar este proyecto se cuente con la caracterización de las corrientes de gas natural objeto de estudio (mediante el cálculo de sus propiedades fisicoquímicas), de tal forma que se establezcan conclusiones acerca del efecto que podría tener la introducción de cierto porcentaje de hidrógeno en la red de gas natural. De igual manera, se espera obtener conclusiones importantes respecto del impacto sobre los equipos de uso final debido al suministro de un gas natural mezclado con hidrógeno.

Actualmente en Colombia se cuenta con reglamentación que regula las especificaciones de calidad del gas natural que es inyectado al Sistema Nacional de Transporte, sin embargo, se desconoce las implicaciones que pueden generarse a partir de mezclar el gas natural con porcentajes de hidrógeno, respecto al parámetro de intercambiabilidad mencionado por la regulación nacional.

Por otro lado, existe un reglamento técnico que brinda los lineamientos mínimos que deben cumplir los equipos de uso final (con quemadores atmosféricos) para poder ser comercializados en Colombia. Sin embargo, se debería confirmar si existe una afectación en las características establecidas en el reglamento mencionado anteriormente, al quemar un combustible mezclado como el que se propone en los equipos de uso final.

Las emisiones de contaminantes generadas por la combustión de combustibles gaseosos, como el gas natural (GN) y el gas licuado del petróleo (GLP), pueden variar significativamente en función de la altitud. Esto se debe a que la presión atmosférica y la densidad del aire disminuyen con la altura, lo que afecta el proceso de mezcla aire-combustible, la temperatura de la llama y la eficiencia de la combustión. En particular, las emisiones de monóxido de carbono (CO) y óxidos de nitrógeno (NO_x) son sensibles a estas condiciones, pudiendo aumentar o disminuir

según el tipo de gas utilizado, la proporción de hidrógeno añadido y la adaptación del quemador. Evaluar el comportamiento de estas emisiones a distintas altitudes es esencial para garantizar la seguridad, el rendimiento y el cumplimiento de normativas ambientales en aplicaciones domésticas e industriales. La incorporación de hidrógeno (H_2) en mezclas con gas natural (GN) o gas licuado del petróleo (GLP) puede influir notablemente en la temperatura del quemador. El hidrógeno posee una mayor velocidad de llama y un poder calorífico por masa superior, lo que puede provocar un aumento en la temperatura de combustión si no se ajusta adecuadamente el sistema⁶. Este cambio térmico puede afectar el rendimiento del quemador, modificar su eficiencia energética e incluso alterar el perfil de emisiones contaminantes. Por ello, es fundamental estudiar cómo varía la temperatura del quemador al introducir H_2 , especialmente en aplicaciones domésticas o industriales donde la estabilidad y seguridad de la combustión son críticas.

El presente trabajo desarrollará simulaciones de las propiedades físicas (poder calorífico e Índice de Wobbe), pruebas sobre la combustión en equipos de uso final (quemadores atmosféricos) y verificación del retroceso de llama en mezclas de gas natural y el gas licuado del petróleo con el hidrogeno (ensayos de seguridad), a partir de lo cual se podrá contribuir estableciendo alternativas que permitan comparar los parámetros de calidad establecidos en la regulación de energía y el reglamento técnico de gasodomésticos impartidos actualmente en el país y con ello, poder confirmar la parte de seguridad de los usuarios finales.

⁶ Sherif, S. A., Najjar, Y. S. H., Mostafa, M., & Abdulrahman, M. (2019). Impact of hydrogen blending on natural gas combustion emissions and performance: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 223–237.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Simular mezclas de gas natural y Gas Licuado del Petróleo (GLP) con diferentes concentraciones de hidrógeno con el fin de comparar los parámetros establecidos en la Regulación Nacional para el transporte del Gas Natural y el Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Combustible; así como su influencia en la combustión en equipos de uso final que utilizan quemadores atmosféricos, mediante la realización de ensayos de seguridad.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Evaluar propiedades fisicoquímicas de mezclas de gas natural y gas licuado del petróleo (GLP) con diferentes concentraciones de hidrógeno, para comparar los resultados con las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte y con lo establecido en el reglamento técnico de instalaciones internas de gas combustible.
- ✓ Llevar a cabo ensayos a nivel de laboratorio (ensayos de seguridad), que permitan evaluar el impacto de mezclar concentraciones de H₂ en el Gas Natural y en el GLP, con respecto a los límites regulatorios en equipos de uso final (quemadores atmosféricos).
- ✓ Ejecutar los ensayos de combustión en dos pisos térmicos diferentes, con el fin de evaluar el comportamiento de los equipos de uso final (quemadores atmosféricos), con la variación de la altura sobre el nivel del mar.

2. ESTADO DEL ARTE Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La composición del gas natural en Colombia puede variar según la región y los yacimientos específicos. Sin embargo, en general, el gas natural está compuesto principalmente por metano (CH_4) y contiene cantidades variables de otros componentes gaseosos como etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) y nitrógeno (N_2). Estos componentes secundarios pueden estar presentes en diferentes proporciones según el yacimiento.

En algunas áreas de Colombia, como en los campos de Cusiana, Cupiagua y Valle Inferior del Magdalena, el gas natural es considerado "rico" en líquidos, lo que significa que contiene cantidades relativamente altas de etano, propano y butano. Estos líquidos de gas natural (LGN) se pueden separar y procesar para su uso en diversas aplicaciones, como combustibles para automóviles o materias primas para la industria petroquímica.

Por otro lado, en otras áreas, el gas natural puede tener una composición más cercana al metano puro, con niveles más bajos de componentes gaseosos adicionales. Es importante tener en cuenta que la composición del gas natural puede cambiar con el tiempo, a medida que se descubren nuevos yacimientos y se desarrollan tecnologías para su procesamiento y purificación. Además, las especificaciones de composición del gas natural pueden variar según los acuerdos comerciales y los requisitos de los diferentes sectores de consumo, como la industria, la generación de electricidad y el transporte.

En Colombia, existen varias corrientes de gas significativas. A continuación, se mencionarán algunas de ellas:

- **Corriente del gas de producción nacional:** Colombia cuenta con importantes reservas de gas natural, principalmente en los campos de La Guajira, Cusiana y

Cupiagua como ya se había mencionado anteriormente. Estos campos producen gas que es utilizado tanto para consumo interno como para exportación.

- **Corriente de gas de exportación:** Colombia ha sido un importante exportador de gas natural a países vecinos, especialmente a Venezuela. A través de gasoductos, se han establecido acuerdos comerciales para suministrar gas a estos países. En particular, entre los años 2007 y 2015, Colombia exportó gas natural a Venezuela a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, en el marco de un acuerdo bilateral destinado a cubrir el déficit energético del occidente venezolano.
- **Corriente de gas de importación:** Aunque Colombia es un productor de gas, también importa gas natural de países como Estados Unidos y Trinidad y Tobago, ya que, en los últimos años, **la demanda ha empezado a superar la oferta nacional**, específicamente cuando hay fenómeno del Niño, y las hidroeléctricas producen menos electricidad, entonces se importa gas para producir electricidad en las térmicas.

Es importante destacar que la industria del gas natural en el país está en constante evolución y desarrollo, por lo que estas corrientes pueden cambiar con el tiempo debido a factores como el descubrimiento de nuevos campos como fue mencionado anteriormente, el desarrollo de infraestructuras y las fluctuaciones en la demanda interna y externa.

En vista de que el transporte de gas natural por ductos en Colombia es una actividad regulada, al igual que la comercialización de gasodomésticos, las mismas cuentan con un marco regulatorio que es proporcionado a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo y el Ministerio de Minas y Energía. En la Tabla 1 se resumen las principales resoluciones expedidas por los entes reguladores que se encuentran relacionadas con los parámetros de calidad de gas que se reciben y/o entregan en las redes de

transporte de gas natural y con lo referente a las exigencias para la comercialización de los gasodomésticos a nivel nacional.

Tabla 1. Clasificación principales resoluciones emitidas

REGULACIÓN		DESCRIPCIÓN
Resolución 071 de 1999	CREG	Resolución por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte (RUT).
Resolución 054 de 2007	CREG	Resolución por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999.
Resolución 050 de 2018	CREG	Resolución por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas.
Resolución 0899 de 2021	Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	Resolución por la cual se expide el Reglamento Técnico para algunos gasodomésticos que se fabriquen nacionalmente o importen, para ser comercializados en Colombia.
Resolución 0864 de 2022	Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	Resolución por la cual se modifica la Resolución 0899 del 31 de agosto de 2021, emitida por el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.
Resolución 90902 de 2013	Ministerio de Minas y Energía	Resolución por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Combustible.

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, es importante señalar que el gas licuado del petróleo (GLP) está compuesto principalmente por propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}), en proporciones que pueden variar según el proveedor y las condiciones de uso. En Colombia, el GLP se obtiene como subproducto del proceso de refinación de petróleo y del procesamiento de gas natural, siendo distribuido por empresas como Ecopetrol,

Petrosantander, Canacol y otras comercializadoras autorizadas para su transporte y distribución en todo el país.

2.1 COMPONENTES CLAVES DE LA INFRAESTRUCTURA DE GASES COMBUSTIBLES

En una infraestructura de gas, existen varios componentes claves que son fundamentales para asegurar un funcionamiento seguro, eficiente y confiable. Estos componentes pueden variar dependiendo del tipo de infraestructura y su escala. Este numeral describe cómo funciona la infraestructura de gas natural y de GLP en la actualidad, ya que los mismos pueden desempeñar un papel importante en el transporte de hidrógeno.

2.1.1 Infraestructura de transporte de GLP en Colombia

En Colombia, el Gas Licuado de Petróleo (GLP) no se transporta por tubería a gran escala como ocurre con el gas natural. En su lugar, el transporte del GLP se realiza principalmente por los siguientes medios:

Transporte terrestre

- Se transporta en carrotanques (cisternas) especializados en estado líquido bajo presión.
- También se distribuye en cilindros o bombonas para consumo doméstico e industrial.

Transporte fluvial

- En algunas regiones, el GLP se transporta por barcazas en ríos, especialmente en zonas de difícil acceso.

Transporte marítimo

- Se moviliza en buques gaseros desde las plantas de importación o producción hasta las zonas de distribución.

2.1.2.1 Campos distribuidos por cuencas

Los campos, agrupados por cuenca que participaron en la declaración de producción (UPME, 2020), exceptuando Caguán-Putumayo se encuentran descritos en la siguiente tabla.

Tabla 2. Campos distribuidos por cuenca

Cuenca	Campos
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cesar – Ranchería	Compae, La Loma
Cordillera Oriental	Bolívar, Bonanza, Corrales, Gibraltar
Guajira Offshore	Ballena, Chuchupa
Llanos Orientales	Andina, Apiay, Ardilla, Avispa, Azor, Calona, Canaguay, Candelilla, Capachos, Carmentea, Caruto, Ceibo, Cobra, Corcel A, Corcel C, Corcel D, Corcel E, Cupiagua, Cupiagua Sur, Curito, Cusiana, Cusiana, Cusiana Norte, Espadarte, Floreña, Huron, Juape, Kananaskis, La Punta, Pauto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo, Santo Domingo Norte, Yaguazo, Yatay
Sinú San Jacinto	Bullerengue
Valle Inferior del Magdalena (VIM)	Arianna, Arjona, Bonga, Breva, Cañaflecha, Cañahuate, Cañandonga, Capure, Clarinete & Oboe, Cotorra, El Díficil, Katana, La Creciente, Mamey, Manamo, Nelson Ciénaga de Oro, Nelson Porquero, Nispero, Palmer, Pandereta, Pedernalito, Toronja, Trombón
Valle Medio del Magdalena	Aguas Blancas, Caramelo, Corazón, Corazón West, Guaduas, La Cira Infantas, La Estancia, La Salina, Lisama, Llanito, Maná, Nutria, Opón, Palagua, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Rio Opia, Tesoro, Toposí, Toqui Toqui, Yarigui Cantagallo
Valle Superior Del Magdalena	Dina Cretaceo, Dina Norte, Dina Terciario, La Cañada Norte, Loma Larga, Tempranillo, Tempranillo Norte, Tenay

Fuente: *Plan Energético Nacional 2020–2050*⁸

⁸MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA; UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Plan Energético Nacional 2020–2050 [en línea]. Bogotá: UPME, 2020.

2.1.2.2 Red de gasoductos

A continuación, se describen la red de gasoductos que se encuentran actualmente en Colombia.

Tabla 3. Red de Gasoductos

Empresa	Longitud (Km)
TGI	4017
PROMIGAS	2756
PROGASUR	392
PROMIORIENTE	335
TRANSMETANO	190
COINOGAS	49
TRANSOCCIDENTE	11
TOTAL	7749

Fuente: Informe del Sector Gas Natural 2021⁹.

2.1.2.3 Usuarios finales

El gas natural es un combustible versátil que se utiliza en diversos sectores y aplicaciones como fuente de energía. Los usuarios finales del gas natural pueden clasificarse en diferentes categorías, los principales grupos de usuarios son:

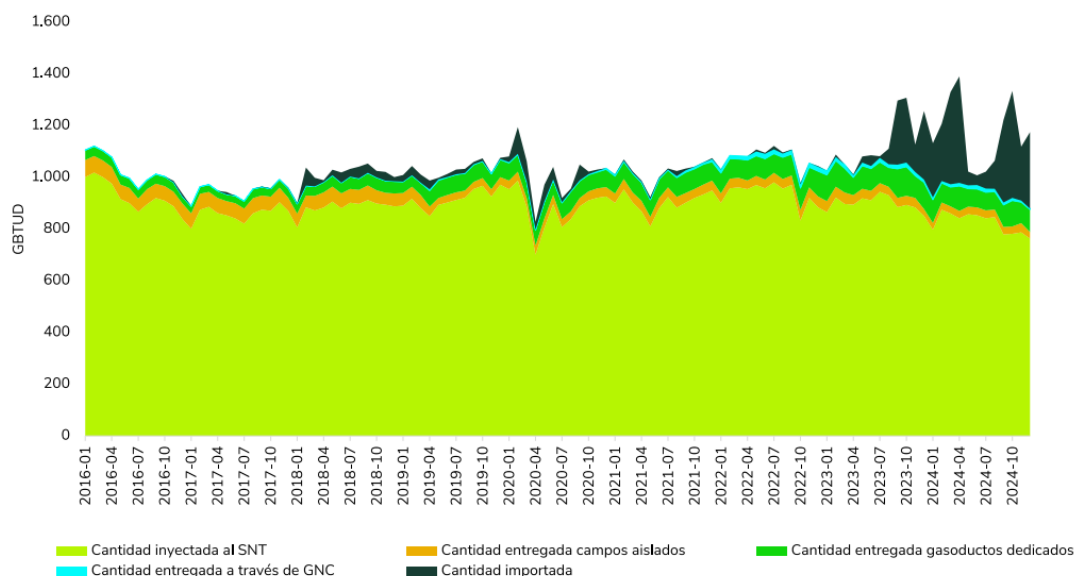
- ✓ **Sector residencial:** Los hogares son uno de los principales usuarios finales del gas natural. Se utiliza para calefacción, calentamiento de agua, cocina y en algunos casos, para sistemas de generación de electricidad a través de microgeneración.

⁹PROMIGAS. Informe del Sector Gas Natural 2021 [en línea]. Barranquilla: Promigas, 2021.

- ✓ **Sector comercial:** Las empresas y comercios también utilizan el gas natural en actividades como calefacción, aire acondicionado, calentamiento de agua y cocción en restaurantes y cocinas industriales.
- ✓ **Sector industrial:** La industria es un gran consumidor de gas natural, utilizándolo en diversos procesos industriales, tales como la generación de calor para la producción de vapor, secado de materiales, fundición, tratamiento térmico y como materia prima para ciertas reacciones químicas.
- ✓ **Generación de electricidad:** El gas natural se utiliza ampliamente en plantas de generación de electricidad para producir energía eléctrica. Las plantas de ciclo combinado, por ejemplo, utilizan gas natural como combustible para alimentar turbinas de gas y turbinas de vapor.
- ✓ **Transporte:** Los vehículos que funcionan con gas natural comprimido (GNC).

Es importante destacar que la disponibilidad y uso del gas natural varía según la región y la infraestructura de distribución existente. El gas natural ha ganado popularidad en muchos lugares debido a su menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles fósiles y su versatilidad en múltiples aplicaciones. Colombia ha vivido una verdadera revolución de gas natural, aumentando sus usuarios industriales y de transporte de forma considerable. A continuación, en la Figura 2 se puede observar la evolución del consumo de gas natural del período 2016 – 2024.

Figura 2. Oferta histórica de gas natural según la modalidad de entrega 2016 – 2024.



Fuente: UPME (Unidad de Planeación Minero Energética)¹⁰

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES GASEOSOS

La disponibilidad de una amplia variedad de gases combustibles, asociadas a sus diferentes propiedades físicas y químicas, ratifica la necesidad de clasificarlos en función de su contenido energético.

El índice de Wobbe (W) es el parámetro que agrupa los gases combustibles en función de su potencial energético, como se muestra en la Tabla 4; esta clasificación es una medida internacional para facilitar el estudio y la aplicación de los mismos, incluye tres familias, divididas en grupos según el valor de su índice de Wobbe medido en las mismas condiciones de referencia. Este índice determina que los

¹⁰UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Documento complementario del estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038. Bogotá: UPME, 2025.

gases que pertenecen a una misma familia pueden ser intercambiables, mientras que esto no es posible entre los que pertenecen a familias diferentes¹¹.

Tabla 4. Clasificación de los combustibles gaseosos según el índice de Wobbe

Familia y Grupo de Gas	Índice de Wobbe Superior a 15 °C y 1013,25 mbar (MJ/m ³)	
	Mínimo	Máximo
Primera familia		
- Grupo A	22,4	24,8
Segunda familia (GN)	39,1	54,7
- Grupo H	45,7	54,7
- Grupo L	39,1	44,8
- Grupo E	40,9	54,7
Tercera familia (GLP)	72,9	87,3
- Grupo B/P	72,9	87,3
- Grupo P	72,9	76,8
- Grupo B	81,8	87,3

Fuente: Norma Técnica Colombiana NTC-6465:2020)¹².

2.2.1 Primera familia

Agrupar los gases combustibles de bajo poder calorífico, también conocidos como manufacturados. Los gases representativos de esta familia son:

Grupo A (gas de ciudad): consiste en un gas que contiene monóxido de carbono, hidrógeno y en menor proporción metano, así como oxígeno y gases inertes. La

¹¹https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm.

¹²ICONTEC (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación). NTC 6465:2020. Gases de ensayo, presiones de ensayo y categorías de los artefactos [Norma técnica]. Bogotá: ICONTEC, 2020. 17 p.

composición y propiedades dependen de la fuente de obtención, del proceso utilizado y de la reglamentación vigente.

Grupo B (gas de coquería): está constituido por los gases no condensables obtenidos a partir de la pirólisis o destilación destructiva del carbón que se realiza aproximadamente a 1200 °C en ausencia de aire, durante la fabricación del coque metalúrgico.

Grupo C (aire propanado, aire butanado): consisten en mezclas de propano comercial o butano comercial con aire en tal proporción que la concentración de hidrocarburos esté por arriba del límite superior de inflamabilidad. Esto se hace con el fin de obtener mayor facilidad y seguridad en el transporte y almacenamiento. Se usa principalmente para sustituir el gas natural. Las propiedades dependen de la composición y del tipo de hidrocarburos que se utilice para la mezcla.

2.2.2 Segunda familia

Comprende gases combustibles que tienen como componente principal el metano y se divide en dos grupos, el H representado por el gas natural y el L que agrupa a los gases de mezcla hidrocarburo-aire, como el gas de refinería.

Grupo H (gas natural): es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que está constituido principalmente por metano y etano, en menor proporción se encuentra propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Adicionalmente posee algunos componentes no deseados como el vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, mercaptanos, helio y dióxido de carbono. El gas natural se encuentra al igual que el petróleo, en yacimientos en el subsuelo denominados “trampas geológicas”.

Grupo L (gas de refinería): es la mezcla de hidrocarburos, producto de las operaciones de refinación del petróleo. Normalmente, se derivan corrientes de gas combustible de distintas unidades de proceso, se concentran a un punto común de

mezcla en la planta, y es esta mezcla la que se utiliza como combustible en hornos de proceso y calderas.

2.2.3 Tercera familia

Corresponde a los combustibles gaseosos subproducto de la destilación fraccionada del petróleo, llamados gases licuados del petróleo (GLP).

Por su elevada relación carbono/hidrógeno, resulta un combustible excelente, de alto poder calorífico de llama muy limpia y con baja emisión de material particulado y residuos visibles, aunque con un aporte significativo de CO₂ relativo a su relación carbono/hidrógeno.

2.3 PROPIEDADES DEL GAS COMBUSTIBLE¹³

Las propiedades de particular interés para los objetivos planteados en la presente tesis de estudio es el Índice de Wobbe, el poder calorífico y la densidad relativa que pueden surgir de mezclar gas natural con hidrógeno.

Índice de Wobbe. El índice de Wobbe, también conocido como valor de Wobbe, es una medida utilizada en la industria del gas para comparar la capacidad calorífica relativa de diferentes mezclas de gas. Este índice es especialmente relevante en aplicaciones donde el suministro de gas puede variar, y es importante garantizar una combustión eficiente y segura. De manera sencilla es la relación entre el poder calorífico superior y la raíz cuadrada de la densidad relativa, como se detalla en la ecuación (1).

$$IW = \frac{PCS}{\sqrt{GE}} \quad (1)$$

Donde:

¹³https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm

IW = Índice de Wobbe, MJ/m³.

Esta propiedad es indispensable cuando se requiere conocer la potencia que se utiliza en un sistema de combustión y es un parámetro fundamental en la teoría de intercambiabilidad de gases¹⁴.

En muchos países, se establecen límites específicos para el índice de Wobbe para garantizar la seguridad y el rendimiento óptimo de los equipos de combustión. Si el índice de Wobbe de una mezcla de gas se desvía significativamente de los límites permitidos, puede causar problemas como una combustión ineficiente, emisiones no deseadas y posibles daños en los equipos.

Poder calorífico superior. Cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa con oxígeno de una cantidad específica de gas, de manera que la presión a la cual se produce la reacción permanece constante, y todos los productos de combustión son llevados a la misma temperatura especificada de los reactantes; estando todos estos productos en estado gaseoso, excepto el agua formada por la combustión, la cual es condensada al estado líquido a la temperatura especificada. En Colombia, cuando la regulación hace mención al término “poder calorífico” sin ningún calificativo adicional, se trata del poder calorífico bruto (superior).

Densidad relativa. En ocasiones llamada “gravedad específica”, es la relación entre la masa de gas contenida en un volumen determinado y la masa de aire seco de composición estándar (definido en ISO 6976 o AGA No. 5) que podría estar contenida en el mismo volumen a las mismas condiciones estándar, como se detalla en la ecuación (2).

$$GE = \frac{\delta_{gas@base}}{\delta_{aire@base}} \quad (2)$$

¹⁴ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. D-062-08: Número de Wobbe [en línea]. 2008.

Donde:

GE = Densidad relativa del gas

δ_{gas} = Densidad del gas a condiciones base (lb/ft³ ó kg/m³)

δ_{aire} = Densidad del aire a condiciones base (lb/ft³ ó kg/m³)

2.4 INTERCAMBIABILIDAD DE GASES¹⁵

La intercambiabilidad de gases es un área de estudio orientada a determinar el rango bajo el cual puede variar la composición del gas combustible en una aplicación de combustión, sin cambiar la seguridad operativa, eficiencia y desempeño del quemador. En términos generales, la intercambiabilidad es la capacidad de sustituir un combustible gaseoso por otro en un equipo de combustión, de manera que, sin realizarle ningún ajuste, no se presenten diferencias desde el punto de vista de la seguridad operacional, la eficiencia, el desempeño o las principales características de las emisiones al medio ambiente.

Un concepto idealizado de intercambiabilidad expone que dos gases son perfectamente intercambiables si al remplazar el uno por el otro, las características de operación del aparato doméstico, comercial o industrial no se modifican. Esta definición implica que, para alcanzar una intercambiabilidad perfecta, los gases deben tener composición química idéntica, argumento que en la práctica resulta imposible. A nivel industrial no se exige una intercambiabilidad perfecta, si no que los artefactos donde se lleve a cabo la combustión operen dentro de los límites permisibles de operación, dicho de otra manera, “un gas se dice intercambiable con otro de referencia, si él asegura, sin ajuste para los aparatos domésticos y eventualmente con simple ajuste para ciertos aparatos industriales, el

¹⁵ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. D-062-08: Número de Wobbe [en línea]. 2008.

funcionamiento satisfactorio de los aparatos de uso térmico que fueron ajustados para el gas de referencia”¹⁶.

En general los objetivos de la intercambiabilidad de gases combustibles son:

- Conocer cuáles son las variaciones en la composición del gas admisibles dentro de una misma familia.
- Prever cualquier situación indeseable en el funcionamiento del aparato con el uso de un gas sustituto.

2.4.1 Intercambiabilidad entre gas natural e hidrógeno

Aunque tanto el gas natural como el hidrógeno son combustibles gaseosos, existen algunas diferencias clave que afectan su intercambiabilidad:

Composición química: El gas natural es una mezcla compuesta principalmente por metano (CH₄), mientras que el hidrógeno es un elemento en forma molecular (H₂).

Poder calorífico: El poder calorífico es la cantidad de energía liberada por la combustión completa de un combustible. En este aspecto, el hidrógeno tiene un poder calorífico volumétrico menor que el del gas natural, lo que significa que se requeriría un mayor volumen de hidrógeno para obtener la misma cantidad de energía.

Inflamabilidad: El hidrógeno es considerablemente más inflamable que tanto el gas natural como el gas licuado de petróleo (GLP). Esto se debe a que el hidrógeno tiene un rango de inflamabilidad más amplio (aproximadamente 4% a 75% en volumen en aire), mientras que el gas natural y el GLP presentan rangos más estrechos (gas natural: alrededor de 5% a 15%, GLP: aproximadamente 2% a 10%).

¹⁶https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm

Esta característica hace que el hidrógeno requiera precauciones adicionales en su manejo, almacenamiento y transporte para evitar riesgos de incendio o explosión, tales como el uso de materiales compatibles, sistemas de detección de fugas y protocolos de seguridad específicos.

El hidrógeno y el gas natural son miscibles en todas las proporciones, lo que permite su coexistencia en algunas aplicaciones y sistemas. Algunas de las formas en que se puede lograr la intercambiabilidad son:

Mezclas o *blending*: Incorporar hidrógeno en mezclas con gas natural o GLP para reducir la huella de carbono sin necesidad de cambiar la infraestructura o los equipos existentes.

Sistemas híbridos: Utilizar combinaciones variables de estos gases en sistemas de combustión o generación que puedan adaptarse según la disponibilidad y demanda energética.

Adaptación de equipos: Modificar o diseñar quemadores, estufas, calderas y otros equipos para que funcionen de manera segura y eficiente con mezclas que contengan hidrógeno, gas natural y/o GLP.

El desarrollo de tecnologías para mejorar la intercambiabilidad del hidrógeno y el gas natural es un área activa de investigación y desarrollo en el contexto de la transición hacia una economía más sostenible y libre de emisiones de carbono. A medida que avanza la tecnología y se optimizan los procesos, se espera que la integración de hidrógeno en los sistemas de gas natural se vuelva más común y efectiva, actualmente, esto depende de consideraciones económicas.

2.4.2 Problemas de Intercambiabilidad

Los problemas relacionados con la intercambiabilidad del gas se traducen en fenómenos de combustión que impactan negativamente tanto el desempeño de los equipos como las emisiones generadas durante el proceso.

En cualquier caso, lo que se desea es que los equipos operen siempre dentro del intervalo óptimo para el cual fueron diseñados y ensayados. Los principales inconvenientes derivados de los problemas de intercambiabilidad se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Problemas de intercambiabilidad

Relacionados con fenómenos de combustión	Relacionados con la naturaleza de las emisiones
<ul style="list-style-type: none">• Puntas de llama amarillas• Desprendimiento de la llama del quemador• Apagado de la llama• Autoignición del gas• Problemas de dinámica de la llama• Retroceso de llama	<ul style="list-style-type: none">• Producción de monóxido de carbono (CO)• Producción de óxidos de nitrógeno (NOx)• Emisión de hidrocarburos sin quemar (CxHy)

Fuente: Fundamentos de la Intercambiabilidad del Gas Natural¹⁷.

Cuando existen inconvenientes de intercambiabilidad se generan simultáneamente varios de los problemas citados en la Tabla 5. No obstante, los problemas que se presenten no solo van a depender del gas sino también de la tecnología del equipo de combustión. Entre los equipos sensibles de sufrir problemas de desempeño, eficiencia e inconvenientes de seguridad, como consecuencia de problemas de

¹⁷ ORTÍZ, J. M. Intercambiabilidad del gas natural [en línea].

intercambiabilidad, están: los gasodomésticos (estufas, calentadores, secadoras, chimeneas, calefactores, etc.), calderas, hornos, intercambiadores de calor de llama directa e indirecta, motores reciprocantes (por ejemplo, GNV y plantas) y turbinas de combustión empleadas en generación térmica.

A continuación, se describen de manera general los problemas mencionados en la Tabla 5:

Puntas de llama amarilla: Las puntas de llama amarillas en quemadores de gas indican una combustión incompleta. Esto sucede cuando no hay suficiente oxígeno para quemar completamente el combustible, lo que produce monóxido de carbono (CO) y hollín. En el contexto de mezclas con hidrógeno, gas natural o GLP, las puntas de llama amarillas pueden señalar problemas en la mezcla o en la regulación del aire, afectando la eficiencia y seguridad del equipo.

Desprendimiento de la llama del quemador: El desprendimiento de la llama del quemador ocurre cuando la llama se separa o se aleja de la boca del quemador, lo que puede deberse a una mezcla inadecuada de aire y combustible, presión de gas incorrecta o diseño deficiente del quemador. Este fenómeno es peligroso porque puede causar que la combustión ocurra fuera del área controlada, lo que aumenta el riesgo de acumulación de gas sin quemar, provocando explosiones o incendios.

Apagado de la llama: El apagado de la llama ocurre cuando la llama en el quemador se extingue accidentalmente, lo que puede ser causado por: corrientes de aire o viento que soplan sobre la llama, mezcla incorrecta de aire y gas (demasiado aire o poco gas), presión insuficiente o fluctuante del gas, problemas en el suministro de combustible, defectos en el quemador o en el sistema de encendido.

Autoignición del gas: La autoignición del gas se refiere al fenómeno en el cual el gas se enciende espontáneamente sin la necesidad de una fuente externa de

ignición, como una chispa o una llama. Esto ocurre cuando la mezcla de gas y aire alcanza una temperatura suficientemente alta para que el gas se inflame por sí solo.

Problemas de dinámica de la llama: Los problemas de dinámica de la llama se refieren a comportamientos inestables o indeseados de la llama durante la combustión que pueden afectar la eficiencia, seguridad y durabilidad de los equipos.

Retroceso de llama: El retroceso de llama es un fenómeno en el que la llama se desplaza hacia atrás, entrando en el orificio o conducto de salida del gas antes de la zona diseñada para la combustión. El retroceso ocurre generalmente cuando la velocidad del gas es demasiado baja en comparación con la velocidad de combustión del gas mezclado, lo que permite que la llama “retroceda” hacia la fuente del gas. Es más común en mezclas con hidrógeno debido a su alta velocidad de combustión y baja densidad.

Producción de monóxido de carbono (CO): La producción de CO durante la combustión es un problema importante, debido a que es un gas tóxico y peligroso para la salud humana. Este problema ocurre cuando la combustión es incompleta, lo que puede suceder por varias razones: falta de suficiente oxígeno durante la combustión, mezcla incorrecta de gases (como hidrógeno o gas natural), baja temperatura de llama y mala distribución del aire en el quemador. La presencia de hidrógeno puede afectar la temperatura y la dinámica de la llama, lo que a veces favorece la formación de CO si no se controla adecuadamente el proceso de combustión.

Es esencial controlar el suministro de aire para minimizar la formación de monóxido de carbono (CO) durante la combustión de hidrocarburos, garantizando la eficiencia y seguridad de los equipos. La presencia de hidrógeno, que no genera CO, requiere ajustes en las condiciones de combustión para mantener un rendimiento óptimo.

Producción de óxidos de nitrógeno (NOx): Los óxidos de nitrógeno (NOx) son contaminantes atmosféricos que se generan principalmente durante la combustión

a altas temperaturas. En procesos de combustión con hidrógeno o gas natural, la formación de NO_x ocurre debido a la reacción del nitrógeno del aire con el oxígeno cuando la llama alcanza temperaturas elevadas. El hidrógeno, al quemarse, puede generar llamas más calientes que el gas natural, lo que puede aumentar la producción de NO_x si no se controla adecuadamente la combustión. La generación excesiva de NO_x contribuye a la contaminación del aire, provocando problemas como la formación de *smog*, lluvia ácida y afectaciones respiratorias en la salud humana. Por ello, es necesario implementar tecnologías y técnicas de control, como la reducción de la temperatura de la llama, la mezcla adecuada de gases y el uso de sistemas de postratamiento, para minimizar la emisión de NO_x en sistemas que utilicen mezclas de hidrógeno y gas natural.

Emisión de hidrocarburos sin quemar (C_xH_y): Las emisiones de hidrocarburos sin quemar (C_xH_y) ocurren cuando la combustión no es completa, es decir, cuando una parte del combustible no se oxida totalmente y se libera a la atmósfera en forma de compuestos orgánicos volátiles. Esto puede suceder por una mezcla incorrecta de aire y combustible, mala distribución del gas, o problemas en el diseño o mantenimiento del quemador. En sistemas que mezclan hidrógeno con gas natural, la presencia de hidrógeno puede afectar el proceso de combustión debido a sus características diferentes, como la mayor velocidad de llama y menor poder calorífico volumétrico. Esto puede provocar zonas con combustión incompleta, aumentando las emisiones de hidrocarburos sin quemar.

2.5 Modelos matemáticos

A continuación, se describen los modelos matemáticos utilizados para el cálculo de potencia térmica, y eficiencia energética para el equipo bajo prueba.

2.5.1 Potencia térmica

En general para todos los equipos de combustión, la potencia térmica se define como la tasa de energía consumida por unidad de tiempo (kW), y se calcula a partir del caudal volumétrico de combustible y su poder calorífico, así:

$$P = Q_{std} * HV$$

Donde

P = Potencia térmica (W)

Q_{std} = Caudal volumétrico a condiciones de referencia (m³/s)

HV = Poder calorífico superior (J/m³)

El caudal volumétrico corresponde al volumen de gas consumido durante un periodo de tiempo definido. Para los ensayos realizados en este informe se utilizaron medidores de tecnología de desplazamiento positivo (tipo diafragma).

El volumen de gas a condiciones de referencia, usando el modelo de gas ideal, se calcula con la siguiente ecuación:

$$V_{std} = \frac{\frac{V_{flujo} * P_f}{P_{ref}} * T_{ref}}{T_f}$$

Donde

V_{std} = Volumen a condiciones de referencia (m³)

V_f = Volumen a condiciones de flujo (m³)

P_f = Presión absoluta de flujo (mbar)

P_{ref} = Presión absoluta de referencia

T_f = Temperatura absoluta de flujo (K)

T_{ref} = Temperatura absoluta de referencia (K)

Las condiciones de referencia utilizadas en este estudio son P_{ref} = 1010,08 mbar y T_{ref} = 288,15 K (P_{ref} = 14,65 psi y T_{ref} = 519,67 R), condiciones de referencia estipuladas para Colombia.

2.5.2 Eficiencia energética

La eficiencia energética representa la energía útil en forma de calor sensible que es aprovechada, respecto a la energía térmica liberada en la reacción de combustión.

Para el equipo de combustión, la eficiencia energética se calcula bajo unas condiciones especificadas:

Modelo matemático de eficiencia energética de estufas (NTC 2832-2). La eficiencia energética de quemadores de estufas se determina de acuerdo con el modelo establecido en la norma NTC 2832-2 y se expresa con la siguiente ecuación.

$$EE_{quemador} = \frac{4,186 \times 10^{-3} m_e (T_2 - T_1)}{V_c * HS} \times 100$$

Donde

$EE_{quemador}$ = Eficiencia energética (%)

T_2 = Temperatura final (°C)

T_1 = Temperatura inicial (°C)

V_c = Volumen de gas seco consumido, a condiciones de referencia (m³)

HS = Poder calorífico superior del gas (MJ/m³)

m_e = masa equivalente del recipiente lleno (kg), se calcula como:

$$m_e = m_{e1} + 0,213 * m_{e2}$$

Donde

m_{e1} = masa de agua

m_{e2} = masa del recipiente de aluminio

La condición de ensayo consiste en calentar una masa de agua desde 20°C ± 1 °C hasta 90°C ± 1 °C y medir el volumen de gas consumido.

2.5.3 Combustión

Es el proceso mediante el cual un **combustible gaseoso** (como gas natural, GLP o mezclas con hidrógeno) se quema con oxígeno del aire para liberar **energía térmica útil**, generalmente para cocinar, calentar agua o ambientes.

Modelo matemático análisis de los productos de la combustión (NTC 2832-1).

Los productos de la combustión en estufas se determinan de acuerdo con el modelo establecido en la norma NTC 2832-1 y se expresa con la siguiente ecuación.

$$(CO)_N = \frac{(CO)_M * (CO2)_N}{(CO2)_M}$$

Donde

$(CO)_N$ = es el (%) volumétrico del contenido de monóxido de carbono en relación con los productos de la combustión exentos de aire y vapor de agua.

$(CO2)_N$ = es el (%) volumétrico de dióxido de carbono calculado para los productos de la combustión exentos de aire y vapor de agua.

$(CO)_M$ y $(CO2)_M$ = son los (%) volumétricos de monóxido de carbono y dióxido de carbono medidos en las muestras secas durante el ensayo de combustión.

Los valores de los porcentajes de $(CO2)_N$ para los gases de ensayo se dan en la siguiente tabla:

Tabla 6. *Fracción molar de CO₂ en combustión estequiométrica de mezclas de GN, GLP e Hidrógeno*

Designación del gas		GN	GLP
% (CO ₂) _N (Combustión estequiométrica)	%0 H ₂	11,73	13,91
	%10 H ₂	11,45	13,82
	%20 H ₂	11,12	13,71
	%30 H ₂	10,72	13,57
	%50 H ₂	9,61	13,14
	%75 H ₂	7,06	11,83
	%100 H ₂	0,00	0,00

3. METODOLOGIA

3.1 Tipo de investigación

Este estudio corresponde a una investigación de tipo **experimental**, ya que se realizaron ensayos controlados en laboratorio para evaluar el comportamiento de mezclas de hidrógeno con gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP) en quemadores atmosféricos domésticos. Se midieron variables térmicas, de combustión, seguridad y emisiones, bajo condiciones reproducibles.

3.2 Diseño experimental

Para llevar a cabo el estudio experimental propuesto, se inició con una revisión detallada del estado del arte, con el fin de identificar investigaciones previas relacionadas con la adición de hidrógeno (H_2) a mezclas de gas natural (GN) y gas licuado del petróleo (GLP), e identificar los rangos de concentración de H_2 evaluados en dichos estudios, los tipos de dispositivos sometidos a pruebas especialmente aquellos con quemadores atmosféricos de premezcla y los principales hallazgos en términos de desempeño, seguridad y cumplimiento normativo. A partir de los resultados obtenidos en la revisión bibliográfica, y considerando las características de los dispositivos de uso común en Colombia, así como la necesidad de reproducir condiciones representativas de operación, se diseñó y construyó un laboratorio portátil de combustión. Este laboratorio está capacitado para operar con mezclas controladas de GN o GLP con hidrógeno, en proporciones que van desde 0% hasta 30% en volumen de H_2 , y está equipado con sistemas de seguridad y monitoreo que permiten evaluar su desempeño de manera precisa y confiable.

Los **ensayos de combustión** se llevaron a cabo en **dos pisos térmicos distintos**, es decir, en dos ubicaciones geográficas con diferente altitud sobre el nivel del mar.

Esto con el propósito de evaluar el efecto de la altitud sobre el comportamiento de la combustión de las mezclas GN/H₂ y GLP/H₂. Por su parte, los demás ensayos complementarios como análisis de emisiones, consumo eficiencia, tiempo de ebullición, estabilidad de la llama, y otros parámetros de desempeño se realizaron en un **único piso térmico**, dentro del laboratorio en condiciones controladas.

El dispositivo evaluado incluye:

- Estufa doméstica de quemador atmosférico

Se ensayaron concentraciones de hidrógeno de manera creciente, típicamente en incrementos de 10%, hasta alcanzar el límite operativo permitido por condiciones de seguridad, que, para el presente estudio, fue de 30% en volumen de H₂ como valor máximo.

3.3 Simulación de mezclas de gas Natural, GLP e hidrógeno

La obtención de las mezclas resultantes entre gas natural (GN), GLP e hidrógeno (H₂) implica el cálculo de la composición final cuando se mezclan en proporciones específicas. Para hacerlo, se utiliza una sencilla metodología que considera la composición inicial de ambos gases y la proporción en la que se combinan. A continuación, se presenta la metodología paso a paso:

3.3.1 Composición Inicial seleccionada

3.3.1.1 Gas Natural (GN)

Las composiciones volumétricas del gas natural (GN), fueron seleccionadas y tomadas de la página web de TGI¹⁸ y PROMIORIENTE¹⁹ respectivamente, las composiciones seleccionadas para el presente estudio se encuentran en la Tabla 7.

¹⁸ <https://beo.tgi.com.co/sites#Enlances-CGA>.

¹⁹ <https://https://www.promioriente.com/Beo/Paginas/Inicio.aspx>.

Tabla 7. Composiciones de gas representativas de Colombia

Punto		Guajira	Llanos	Llanos	Gibraltar
Referencia		TGI	TGI	TGI	PROMIORIENTE
Componente	Fórmula	Ballena	Cupiagua	Cusiana	Gibraltar
Nitrógeno	N ₂	1,421	0,502	0,492	1,791
Dióxido de carbono	CO ₂	0,210	1,947	1,832	0,5153
Metano	CH ₄	98,006	84,194	82,324	89,287
Etano	C ₂ H ₆	0,254	9,114	10,732	5,505
Propano	C ₃ H ₈	0,054	3,071	3,469	1,798
i-Butano	i-C ₄ H ₁₀	0,021	0,510	0,508	0,425
n-Butano	n-C ₄ H ₁₀	0,008	0,475	0,484	0,366
i-Pentano	i-C ₅ H ₁₂	0,008	0,107	0,097	0,144
n-Pentano	n-C ₅ H ₁₂	0,0019	0,051	0,049	0,081
n-Hexano	n-C ₆ H ₁₄	0,015	0,027	0,013	0,087
n-Heptano	n-C ₇ H ₁₆	0	0	0	0
n-Octano	n-C ₈ H ₁₈	0	0	0	0
n-Nonano	n-C ₉ H ₂₀	0	0	0	0
Hidrógeno	H ₂	0	0	0	0
Oxígeno	O ₂	0	0	0	0
Índice de Wobbe (MJ/m ³)		49,44	51,48	51,95	50,89
Poder calorífico (MJ/m ³)		37,17	42,09	42,79	40,38
Densidad relativa		0,5654	0,6683	0,6785	0,6296

Fuente: Elaboración propia

3.3.1.2 Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Las composiciones volumétricas del gas licuado del petróleo (GLP), fueron seleccionadas y tomadas de la página web de la CREG y UPME respectivamente, las composiciones seleccionadas para el presente estudio se encuentran en la Tabla 8.

Tabla 8. Composiciones de gas representativas de Colombia

Referencia		ECP	ECP	ECP
Componente	Fórmula	Cartagena	Barrancabermeja	Cusiana/Cupiagua
Etano	C ₂ H ₆	--	2,0	--
Propano	C ₃ H ₈	96,0	13,0	52,0

Butanos	C ₄ H ₁₀	4,0	85,0	48,0
Hidrógeno	H ₂	--	--	--
Índice de Wobbe (MJ/m ³)		76,87	84,96	81,44
Poder calorífico (MJ/m ³)		96,32	119,58	109,18
Densidad relativa		1,57	1,98	1,80

Fuente: Elaboración propia

3.3.2 Proporción de la Mezcla

Los combustibles analizados fueron 100% Gas Natural (GN), 100% Hidrógeno (H₂) y mezclas de 5%-95%, 15%-85%, 25%-75%, 35%-65%, 50%-50% y 75%-25% H₂-GN en porcentaje molar, respectivamente.

Las anteriores proporciones de igual manera se tuvieron en cuenta, para las mezclas con GLP.

3.3.3 Determinación Composición Resultante

Usando las proporciones establecidas y mencionadas anteriormente, se calcula la composición resultante de la mezcla. La herramienta de simulación de análisis computarizado que permitió calcular y simular en estado estacionario las mezclas de gas natural e hidrógeno fue Aspen HYSYS.

3.4 Procedimientos de ensayo

A continuación, se describen la metodología de los ensayos que se practicaron:

3.4.1 Resistencia al sobrecalentamiento

El quemador seleccionado a ensayar (semirápido), se alimenta con el gas de prueba (mezclas de H₂ con GN o GLP).

Sobre el quemador a ensayar se ubica un recipiente con las dimensiones mencionadas en la norma NTC-2832-1:2020 (diámetro de 220 mm y altura de 140

mm), el cual, debe estar lleno con 2 kg de agua a temperatura ambiente, lo anterior aplica, para quemadores con consumos caloríficos inferiores o iguales a 4.2 kW.

El ensayo de resistencia al sobrecalentamiento se realiza contemplando los pasos mencionados anteriormente durante un tiempo de 10 min.

Los pasos mencionados anteriormente, se replican para las diferentes mezclas a preparar con hidrogeno (0 %, 10 %, 20 % y 30 %), dejando la salvedad que, por mezcla preparada, se debe confirmar con un análisis cromatográfico.

Criterio de evaluación:

- El quemador no debe presentar deterioro que pueda poner en riesgo el funcionamiento.
- Durante el ensayo, las llamas deben ser estables y silenciosas.
- Si el quemador posee dos posiciones (consumo mínimo y consumo máximo), en la posición de consumo mínimo, no debe aparecer retroceso de llama en el quemador ensayado.

3.4.2 Estabilidad de las llamas

El quemador seleccionado a ensayar (semirápido), se alimenta con el gas de prueba (mezclas de H₂ con GN y GLP) y en un recinto adecuado, libre de corrientes de aire.

Se enciende el quemador de acuerdo con las instrucciones de uso de la cocina.

Una vez encendido el quemador, se deja por un tiempo de un (1) minuto.

Los pasos mencionados anteriormente, se replican para las diferentes mezclas a preparar con hidrogeno (0 %, 10 %, 20 % y 30 %), dejando la salvedad que, por mezcla preparada, se debe confirmar con un análisis cromatográfico.

Criterio de evaluación:

- Durante el ensayo, las llamas deben ser estables y silenciosas.
- Si el quemador posee dos posiciones (consumo mínimo y consumo máximo), en la posición de consumo mínimo, no debe aparecer retroceso de llama en el quemador ensayado.

3.4.3 Eficiencia energética

El quemador seleccionado a ensayar (semirápido), se alimenta con el gas de prueba (mezclas de H₂ con GN y GLP) y en un recinto adecuado, libre de corrientes de aire.

Sobre el quemador a ensayar se ubica un recipiente con las dimensiones mencionadas en la norma NTC-2832-2:2019 (diámetro de 220 mm y altura de 140 mm), el cual, debe estar lleno con 3.7 kg de agua a temperatura ambiente, lo anterior aplica, para quemadores con consumos caloríficos inferiores o iguales a 4.2 kW.

El sensor de temperatura se coloca en el centro del volumen de agua, y la temperatura se mide con ayuda de un sensor cuya incertidumbre de medida sea inferior a 0,1 °C.

Se realiza un calentamiento previo del quemador bajo las siguientes condiciones;

- El quemador funciona durante 10 min a su consumo calorífico nominal.
- Al finalizar este precalentamiento, se retira el recipiente e inmediatamente después se coloca el recipiente correspondiente para el ensayo de rendimiento. La medida del consumo de gas comienza entonces y se termina después de la extinción del quemador, permaneciendo el recipiente en su lugar.
- La prueba comienza cuando se enciende el quemador y el agua se encuentra a temperatura de 20 ± 1 °C, y finaliza cuando la temperatura del agua alcanza los 90 ± 1 °C.

- Los datos registrados en el formato se llevan a la plantilla de Excel, para realizar los cálculos y obtener la eficiencia del dispositivo evaluado según lo establece el numeral 5.2 de la norma NTC 2832-2:2019.
- Los pasos mencionados anteriormente, se replican para las diferentes mezclas a preparar con hidrógeno (0 %, 10 %, 20 % y 30 %), dejando la salvedad que, por mezcla preparada, se debe confirmar con un análisis cromatográfico.

Criterio de evaluación:

- Determinar el rendimiento del quemador seleccionado para el ensayo, el cual, será comparado al variar el porcentaje de hidrógeno en el GN y GLP.

3.4.4 Combustión para mesa de trabajo

El quemador seleccionado a ensayar (semirápido), se alimenta con el gas de prueba (mezclas de H₂ con GN y GLP).

Sobre el quemador a ensayar se ubica un recipiente con las dimensiones mencionadas en la norma NTC-2832-1:2020 (diámetro de 220 mm y altura de 140 mm), el cual, debe estar lleno con 2 kg de agua a temperatura ambiente, lo anterior aplica, para quemadores con consumos caloríficos inferiores o iguales a 4.2 kW.

El ensayo de resistencia al sobrecalentamiento se realiza contemplando los pasos mencionados anteriormente durante un tiempo de 15 min.

Los pasos mencionados anteriormente, se replican para las diferentes mezclas a preparar con hidrogeno (0%, 10%, 20% y 30%), dejando la salvedad que, por mezcla preparada, se debe confirmar con un análisis cromatográfico.

Criterio de evaluación:

- Determinar la combustión del quemador seleccionado para el ensayo, el cual, será comparado al variar el porcentaje de hidrógeno en el GN y GLP.

3.5 Locaciones para las pruebas

Para considerar el efecto de la presión atmosférica sobre el desempeño de los artefactos, los ensayos se llevaron a cabo en dos ubicaciones con altitudes distintas, representativas de los principales centros de consumo de gas natural y GLP en el país. Las condiciones de presión atmosférica y altitud correspondientes a cada sitio de prueba se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 9. Locaciones para las pruebas.

Municipio	Altitud de referencia (msnm)	Presión atmosférica (mbar)
Piedecuesta (Santander)	1000	900
Mesa de los Santos (Santander)	1700	825

Fuente: Elaboración propia

3.6 Matriz de ensayo

A continuación, se relacionan los ensayos bajo prueba, en las diferentes altitudes donde fueron realizadas las pruebas, las cuales se aprecian en la siguiente tabla:

Tabla 10. Ensayos realizados

Ensayo	Altitud (msnm)	
	1000	1700
Consumo	X	
Eficiencia	X	
Estabilidad de llama	X	X
Emisiones "Combustión"	X	X
Temperatura del quemador	X	
Color y forma de llama	X	

Fuente: Elaboración propia.

Debido a limitaciones de tiempo y recursos, se decidió enfocar ciertos ensayos únicamente en la altitud mayor (1700 msnm), ya que esta representa condiciones más exigentes y críticas para la combustión de mezclas de gas natural, GLP e hidrógeno. En altitudes elevadas, la menor presión atmosférica y la reducción en la disponibilidad de oxígeno pueden afectar significativamente parámetros como la estabilidad de llama, emisiones y el comportamiento de la combustión, aspectos que requieren una evaluación más detallada. Por otro lado, ensayos como consumo, eficiencia y temperatura del quemador, que presentan menor variabilidad con la altitud, se realizaron en 1000 msnm para establecer una referencia clara y contrastar resultados. Así, esta estrategia permitió optimizar recursos enfocándose en las variables más sensibles a los cambios de altitud.

4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE PROPIEDADES DE MEZCLAS DE HIDRÓGENO Y GAS NATURAL Y GLP

Este capítulo presenta los resultados del análisis sobre los límites y condiciones establecidos por la regulación vigente en Colombia para mezclas de hidrógeno con gas natural, y con GLP.

4.1 Determinación de propiedades de mezclas GN, GLP e hidrógeno

Una vez calculadas las diferentes mezclas resultantes del gas natural, GLP e hidrógeno, se determinaron las propiedades físico-químicas más importantes de dichas mezclas, con el propósito de comparar y poder sacar conclusiones respecto a los límites estipulados en la regulación nacional referente al proceso de intercambiabilidad, referente al transporte del gas natural y la seguridad de los gasodomésticos de uso final utilizando quemadores atmosféricos.

Tabla 11. Propiedades fisicoquímicas de mezclas de GN e H₂

Porcentaje de H ₂		0%	5%	15%	25%	35%	50%	75%
Componente	Unidad	Composición resultante con Gas Ballenas						
Poder calorífico	MJ/m ³	37,17	35,88	33,37	30,84	28,34	24,58	18,30
Índice de Wobbe	MJ/m ³	49,44	48,83	47,65	46,47	45,31	43,67	41,65
Porcentaje de H₂		0%	5%	15%	25%	35%	50%	75%
Componente	Fórmula	Composición resultante con Gas Cupiagua						
Poder calorífico	MJ/m ³	42,09	40,57	37,53	34,53	31,53	27,03	19,54
Índice de Wobbe	MJ/m ³	51,48	50,78	49,38	47,99	46,58	44,55	41,75
Porcentaje de H₂		0%	5%	15%	25%	35%	50%	75%
Componente	Fórmula	Composición resultante con Gas Cusiana						
Poder calorífico	MJ/m ³	42,79	41,24	38,14	35,07	31,98	27,37	19,69
Índice de Wobbe	MJ/m ³	51,95	51,24	49,80	48,37	46,92	44,80	41,88
Porcentaje de H₂		0%	5%	15%	25%	35%	50%	75%
Componente	Fórmula	Composición resultante con Gas Gibraltar						
Poder calorífico	MJ/m ³	40,38	38,96	36,10	33,28	30,44	26,16	19,11

Índice de Wobbe	MJ/m ³	50,89	50,24	48,90	47,57	46,26	44,30	41,78
-----------------	-------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12. Propiedades fisicoquímicas de mezclas de GLP e H₂

Porcentaje de H ₂		0%	5%	15%	25%	35%	50%	75%
Componente	Unidad	Composición resultante con GLP Refinería Cartagena						
Poder calorífico	MJ/m ³	96,32	91,94	83,19	74,68	66,16	53,53	32,69
Índice de Wobbe	MJ/m ³	76,87	75,26	71,95	68,59	65,07	59,51	49,41
Porcentaje de H ₂		0%	5%	15%	25%	35%	50%	75%
Componente	Fórmula	Composición resultante con GLP Refinería Barrancabermeja						
Poder calorífico	MJ/m ³	119,58	113,88	102,64	91,59	80,66	64,55	38,13
Índice de Wobbe	MJ/m ³	84,96	83,06	79,18	75,18	71,02	64,43	52,17
Porcentaje de H ₂		0%	5%	15%	25%	35%	50%	75%
Componente	Fórmula	Composición resultante con GLP Refinería Cusiana/Cupiagua						
Poder calorífico	MJ/m ³	109,18	104,07	93,99	84,06	74,21	59,66	35,72
Índice de Wobbe	MJ/m ³	81,44	79,67	76,05	72,32	68,43	62,29	50,96

Fuente: Elaboración propia.

4.2 Resultados respecto de especificaciones de la calidad del gas natural que ingresa al Sistema Nacional de Transporte (SNT)

De acuerdo con la resolución 050 de 2018 de la CREG, se analizará el comportamiento del poder calorífico y el Índice de Wobbe en las mezclas de hidrógeno con las corrientes de gas seleccionadas para este estudio. El objetivo es evaluar si estas mezclas cumplen con los límites establecidos por la regulación nacional.

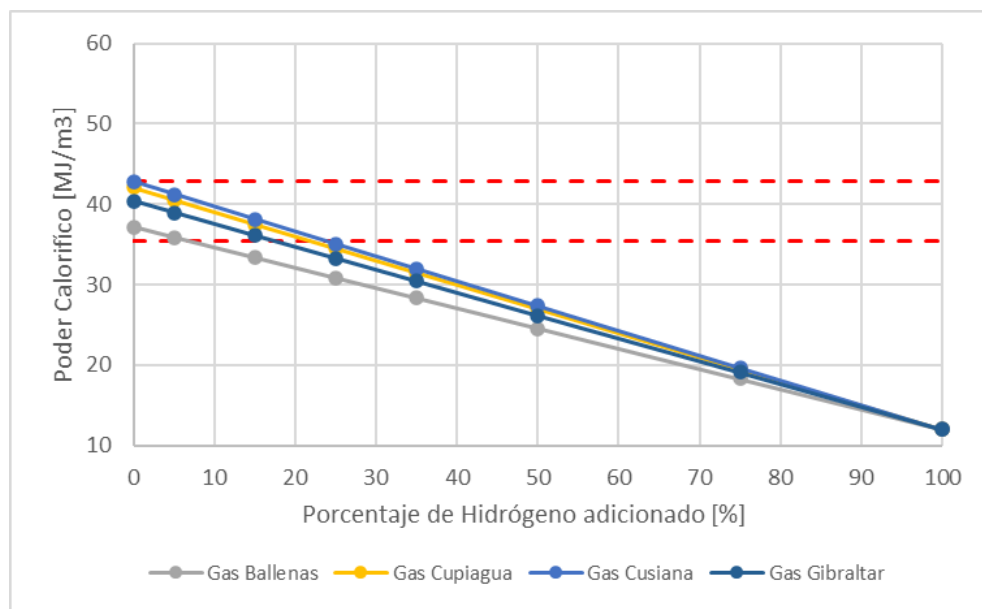
Tabla 13. Especificaciones de la calidad del gas

ESPECIFICACIÓN	SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLÉS
Poder calorífico	35,4 MJ/m ³ a 42,8 MJ/m ³	950 BTU/ft ³ a 1150 BTU/ft ³
Índice de Wobbe	46,6 MJ/m ³ a 52,7 MJ/m ³	1250 BTU/ft ³ a 1415 BTU/ft ³

Fuente: Resolución CREG 050:2018²⁰

✓ **Poder Calorífico e Índice de Wobbe**

Figura 3. Variación del poder calorífico en función del H₂.

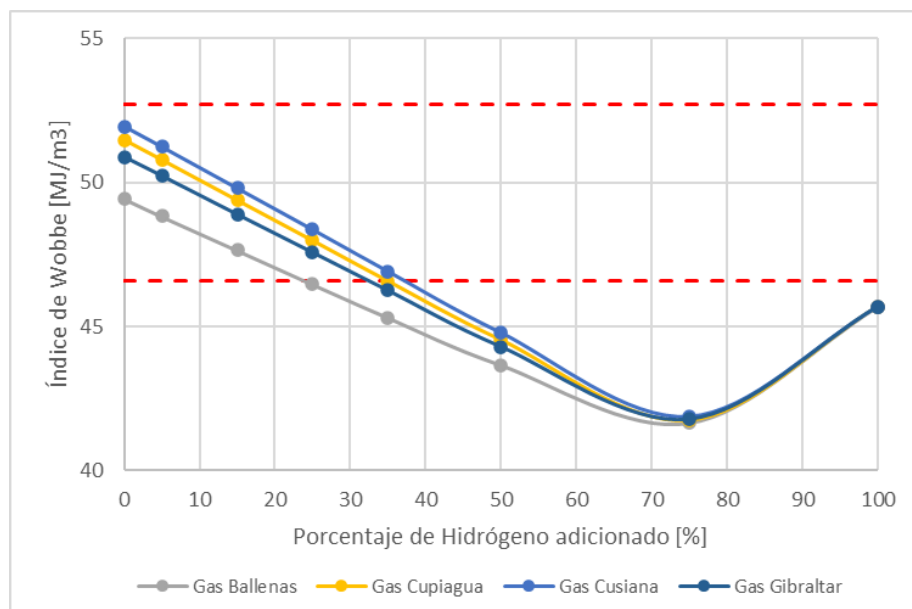


Teniendo como referencia la Tabla 13 y la Figura 3, se puede evidenciar el no cumplimiento de lo mencionado en la resolución CREG-050:2018 a medida que incrementa el porcentaje de hidrógeno en las corrientes de gas seleccionadas en el presente estudio referente al poder calorífico, como se observa a continuación:

²⁰ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución 050 de 2018: Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas [en línea]. Bogotá: CREG, 2018.

- ✓ Se observa que, al aumentar la proporción de hidrógeno en las corrientes de gas natural analizadas, disminuye la concentración de metano y otros hidrocarburos en relación con el hidrógeno. Esta variación en la composición provoca una reducción del poder calorífico del gas, ya que el hidrógeno libera menos energía durante la combustión en comparación con el metano. Como resultado, se requiere un mayor volumen de mezcla para satisfacer una misma demanda energética.
- ✓ El gas Ballenas excede los límites de poder calorífico con más del 6 % de hidrógeno, Gibraltar los mantiene hasta el 15 %, y tanto Cupiagua como Cusiana permiten mezclas de hasta 23 % de H₂.

Figura 4. Variación del Índice de Wobbe en función del H₂.



Teniendo como referencia la Tabla 13 y la Figura 4, se puede evidenciar el no cumplimiento de lo mencionado en la resolución CREG-050:2018 a medida que incrementa el porcentaje de hidrógeno en las corrientes de gas seleccionadas en el presente estudio referente al Índice de Wobbe, como se observa a continuación:

- ✓ De acuerdo con el índice de Wobbe, se observa que las corrientes de gas provenientes de Cupiagua, Cusiana y Gibraltar son las que permiten los mayores porcentajes de hidrógeno en la mezcla, alcanzando valores de hasta aproximadamente el 30 %. Por su parte, la corriente de gas de Ballenas permite una proporción de hasta 25 %.
- ✓ Se aprecia un valor mínimo en el índice de Wobbe cuando la proporción de hidrógeno alcanza aproximadamente el 70 %, para todos los gases naturales.
- ✓ Se observa que el hidrógeno puro presenta un Índice de Wobbe similar al de las mezclas con concentraciones de hidrógeno entre el 35% y el 45%.

4.3 Especificaciones de calidad del gas natural y del GLP en las Instalaciones Internas de Gas Combustible

Teniendo en cuenta la resolución 90902 de 2013 emitida por el Ministerio de Minas y Energía, se revisará el comportamiento del Índice de Wobbe en las mezclas de hidrógeno con las corrientes de gas seleccionadas en el presente estudio.

Tabla 14. Especificaciones Calidad del Gas según Resolución 90902:2013

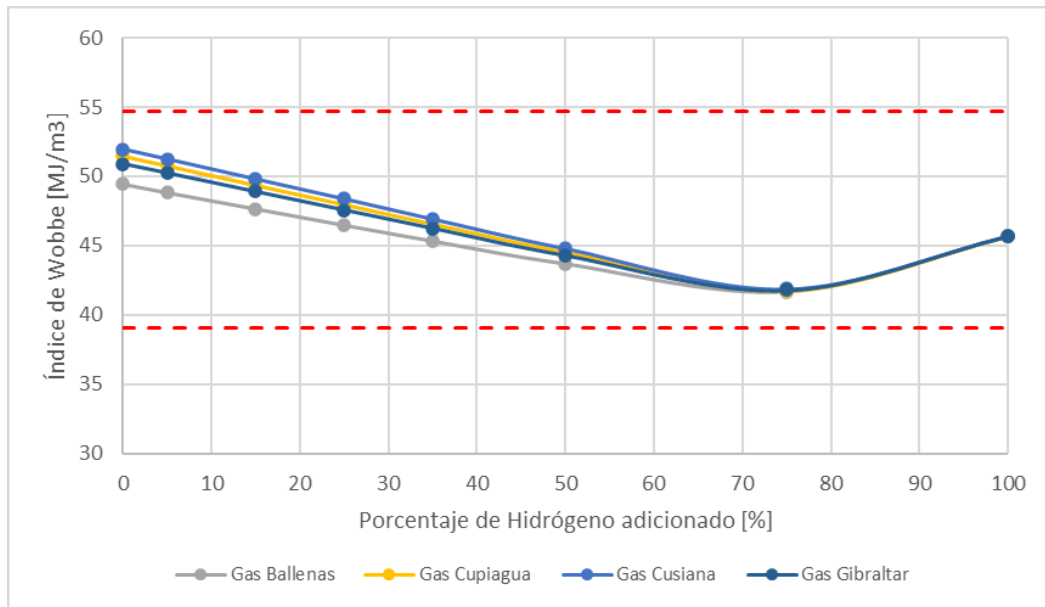
ESPECIFICACIÓN	SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLES
Calidad del Gas Natural (GN)		
Índice de Wobbe	39,1 MJ/m ³ a 54,7 MJ/m ³	1050 BTU/ft ³ a 1470 BTU/ft ³
Calidad del Gas Licuado del Petróleo (GLP)		
Índice de Wobbe	72,9 MJ/m ³ a 87,3 MJ/m ³	1957 BTU/ft ³ a 2343 BTU/ft ³

Fuente: Resolución del ministerio de minas y energía 90902:2013²¹

²¹ Ministerio de Minas y Energía. Resolución 90902 de 2013, por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Combustible. Bogotá, D.C.

✓ Índice de Wobbe – Gas Natural (GN)

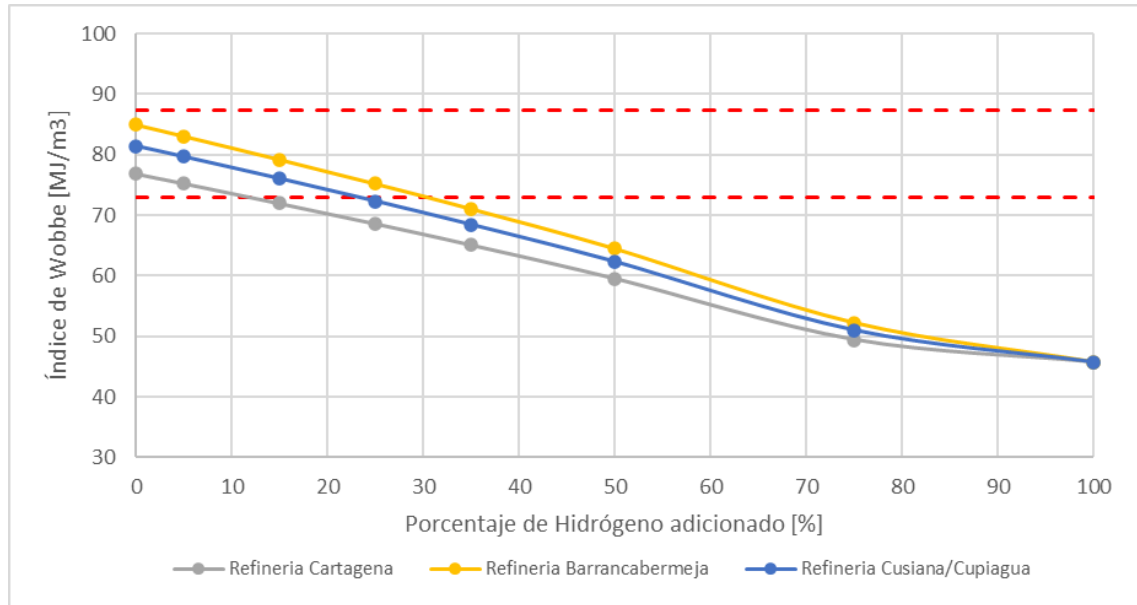
Figura 5. Variación del Índice de Wobbe en función del H₂ -GN.



Teniendo como referencia la tabla 14 y la Figura 5, se puede evidenciar el no cumplimiento de lo mencionado en la resolución del Minminas 90902 a medida que incrementa el porcentaje de hidrógeno. Se observa que las corrientes de gas de Ballenas, Cupiagua, Cusiana y Gibraltar se encuentran dentro de los límites regulatorios para los distintos porcentajes de hidrógeno evaluados en este estudio.

✓ Índice de Wobbe – Gas Licuado del Petróleo (GLP)

Figura 6. Variación del Índice de Wobbe en función del H₂ - GLP.



Teniendo como referencia la Tabla 14 y la Figura 6, se puede evidenciar el no cumplimiento de lo mencionado en la resolución del Minminas 90902 a medida que incrementa el porcentaje de hidrógeno en las corrientes de gas seleccionadas. En el caso de gas GLP proveniente de la refinería de Cartagena, el incumplimiento se presenta desde un 12 % de hidrógeno, mientras que el GLP proveniente de la refinería de Cusiana/Cupiagua incumple por encima de 23 % de hidrógeno, y la corriente de gas GLP proveniente de la refinería de Barrancabermeja cumple con los límites hasta el 30 % de hidrógeno.

5. RESULTADOS DEL IMPACTO DE LA ADICIÓN DE HIDRÓGENO EN EQUIPOS DE USO FINAL

Este capítulo desarrolla los resultados obtenidos y el análisis técnico de los ensayos realizados, con el fin de aportar evidencia sobre el comportamiento de las mezclas frente a la normativa y orientar futuras decisiones en materia de regulación e implementación tecnológica.

5.1 Banco de combustión de mezclas de GN y GLP con H₂.

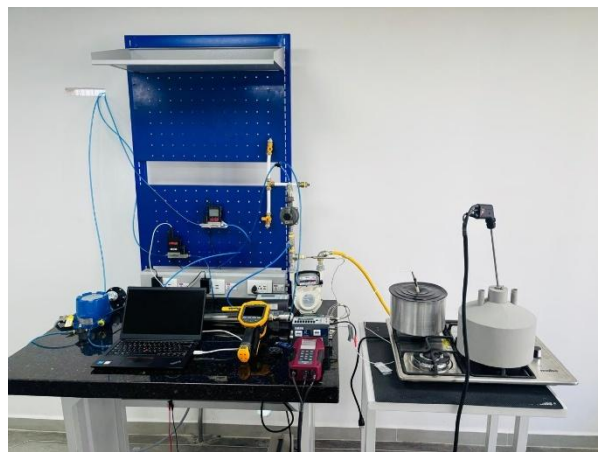
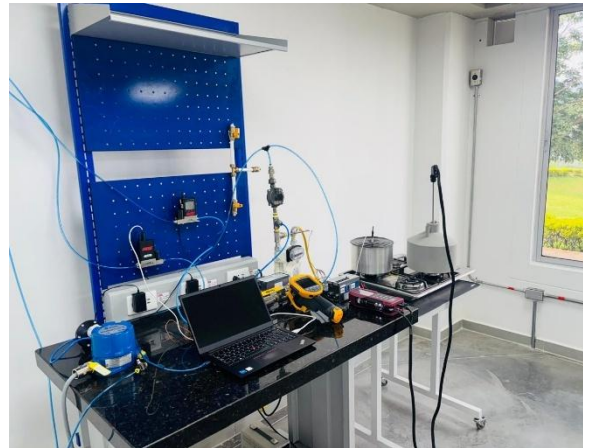
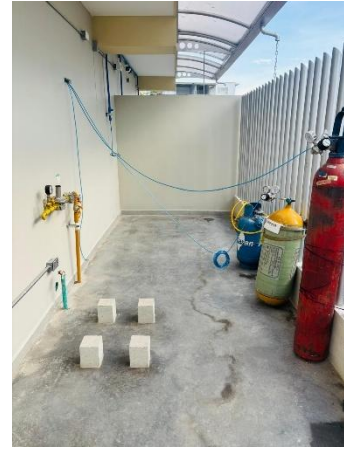
Se desarrolló el banco de combustión dentro de las instalaciones de la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT de GAS). El banco de pruebas de manera general cuenta con las siguientes características:

Tabla 15. Características del banco de combustión

Característica	Alcance
Portabilidad	Banco de pruebas dentro de las instalaciones del CDT de GAS
Caudal de mezcla gas	0,01 a 10 SLPM (litros estándar por minuto)
Concentración de H ₂	1 a 100% mol (método de dilución)
Presión de prueba	10 a 40 mbar
Propiedades de gas medidas	Densidad, poder calorífico, Índice de Wobbe
Variables de desempeño evaluadas	Eficiencia térmica, Consumo calorífico, CO, CO ₂ , NO _x
Dispositivo de seguridad	Detectores de CO, C _x H _y , H ₂ y monitoreo de condiciones ambientales
Variables de control	Presión y temperatura de gas, caudal de gas y de hidrógeno, tiempo de prueba

Fuente: Elaboración propia.

Figura 7. Banco de combustión de mezclas de hidrogeno, GN y GLP.



5.2 Sistema de preparación de mezclas de gases.

Para realizar ensayos con diferentes concentraciones de hidrógeno mezclado con GN o GLP, se emplea el método de **dilución dinámica**. Este método consiste en controlar con precisión la relación de caudales volumétricos entre el hidrógeno y el combustible base (GN o GLP), utilizando **medidores y controladores de flujo basados en elementos de flujo laminar (LFE, por sus siglas en inglés)**. Cada gas fluye a través de su respectivo LFE, donde se mide y ajusta el caudal, y posteriormente ambos gases se mezclan para obtener la composición deseada. La fracción volumétrica de hidrógeno en la mezcla se determina mediante el siguiente modelo matemático:

$$X_{mol_{H_2}} = \frac{Q_{vol_{H_2}}}{Q_{vol_{H_2}} + Q_{vol_{GN}}}$$

Donde:

$X_{mol_{H_2}}$ = Fracción mol del hidrógeno objetivo en [%mol].

$Q_{vol_{GN}}$ = Caudal volumétrico de gas natural a condiciones estándar en [dm³/min].

$Q_{vol_{H_2}}$ = Caudal volumétrico de hidrógeno a condiciones estándar en [dm³/min].

Este sistema permite generar mezclas de gases de forma dinámica en un intervalo de **1 % a 100 % de hidrógeno** en GN o GLP.

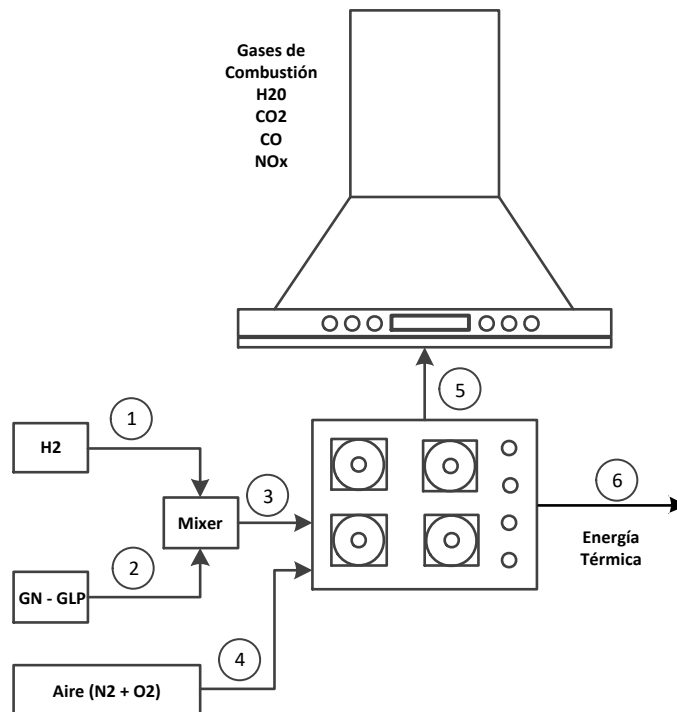
Adicionalmente, el sistema cuenta con un **analizador específico de hidrógeno**, que permite verificar directamente su concentración en la mezcla. Asimismo, permite el cálculo de propiedades fisicoquímicas relevantes, como la **densidad**, el **poder calorífico y el índice de Wobbe**, dentro del intervalo de **1 % a 40 % molar de H₂** en la mezcla. Para concentraciones superiores al 40 % molar de hidrógeno, la fracción de H₂ se determina a partir de la relación entre los caudales volumétricos medidos de hidrógeno y del combustible base (GN o GLP), utilizando la ecuación de dilución indicada anteriormente. El Laboratorio permite evaluar artefactos con

quemadores atmosféricos de premezcla parcial o total con capacidad de hasta 32 kW, entre los cuales se incluye estufas, calentadores de agua tipo A y C, hornos comerciales, freidoras, parrillas y otros equipos con la capacidad y dimensiones acorde a las del laboratorio. Los ensayos de interés que se pueden realizar en el Laboratorio son:

- Emisiones (monóxido de carbono (CO), óxidos nitrosos (NOx), dióxido de carbono (CO₂)).
- Eficiencia energética,
- Estabilidad de llama (específicamente, retroceso de llama).
- Tiempo de ignición.
- Sobrecalentamiento del quemador.

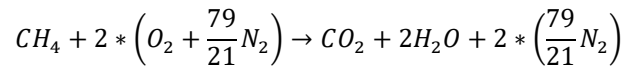
En la Figura 8 se observa el diagrama de bloques del proceso de combustión de mezclas de hidrógeno, gas natural y GLP, de los ensayos a realizar.

Figura 8. Diagrama del proceso

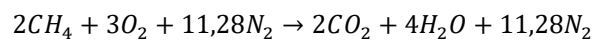


Las reacciones que ocurren en este proceso son las siguientes:

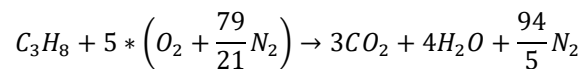
Reacción de combustión completa del metano (GN) en aire



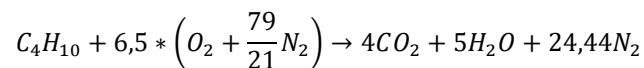
Reacción de combustión incompleta del metano (GN) en aire



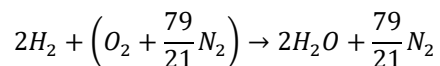
Reacción de combustión completa del propano (GLP) en aire



Reacción de combustión completa del butano (GLP) en aire



Reacción de combustión del hidrógeno en aire



Desde el punto de vista del consumo de energía, por cada kW térmico requerido de energía de entrada, se necesitan 0,28 m³/h de hidrógeno y 0,67 m³/h de aire (en comparación con 0,09 m³/h y 0,86 m³/h de metano y aire, respectivamente). Hay una disminución de alrededor del 22% en el requerimiento total de aire de combustión para el hidrógeno en comparación con el metano.

Desde el punto de vista del consumo de energía, por cada kW térmico requerido de energía de entrada, se requieren aproximadamente 0,036 m³/h de GLP y 0,92 m³/h

de aire (en comparación con 0,09 m³/h y 0,86 m³/h de metano y aire, respectivamente). Esto representa un aumento cercano al 7% en el requerimiento de aire de combustión para el GLP en relación con el metano, debido a su mayor contenido de carbono y mayor demanda estequiométrica de oxígeno por unidad de energía generada.

5.2.1 Gases utilizados para los ensayos.

Las mezclas de hidrógeno con gas natural y GLP utilizadas en los ensayos fueron preparadas con concentraciones de hidrógeno de 0 %, 10 %, 20 % y 30 % en volumen, garantizando que el equipo bajo prueba pudiera encenderse y operar de manera estable y segura dentro de este rango. A partir de una concentración de 30 % de hidrógeno, se incrementó progresivamente el contenido del mismo hasta que se alcanzó el punto de retroceso de llama, lo cual indica el límite de seguridad operativo del equipo. A continuación, se describen las propiedades de cada uno de los gases utilizados:

Gas Natural (GN) y Gas Licuado del Petróleo (GLP)

Las normas NTC 2832-1 y NTC 2832-2 definen los gases de referencia requeridos, de acuerdo con el ensayo y artefacto. Para ensayos de combustión en gasodomésticos que funcionan con gas natural (I_{2H}) y gas licuado del petróleo (I_{3B/P}), se especifica el uso del gas de referencia denominado G20 (GN), el cual tiene un contenido de metano mayor al 99% y G30 (GLP), el cual tiene un contenido de butanos mayor al 99% (definido en la norma NTC 6465:2020). Sin embargo, estos gases de referencia se pueden reemplazar por los gases distribuidos en el país, siempre y cuando sean de la misma familia y grupo que el gas de referencia especificado.

Para las pruebas de combustión presentadas en el presente capítulo se utilizó gas natural comprimido (GNC), de origen Gibraltar y un GLP comercial, el cual es

distribuido en el área metropolitana de Bucaramanga. En la Tabla 16 se presenta su composición y en la Tabla 17 las propiedades fisicoquímicas, de acuerdo con el informe de cromatografía INFA-25-HCC-012-5249 (GN) y INFE-24-HCC-134-4972 (GLP) emitidos por el Centro de Metrología de Fluidos de la Corporación CDT de GAS, el cual cuenta con acreditación ISO 17025.

Tabla 16. Composición Gas Natural y GLP

Componente	GN	GLP
	Concentración molar (%mol)	Concentración molar (%mol)
Nitrógeno	1,350	1,394
Metano	88,913	0,427
Dióxido de carbono	1,575	0,254
Etano	5,093	2,882
Propano	1,856	70,564
Isobutano	0,473	13,740
n-Butano	0,427	10,552
Isopentano	0,177	0,1480
n-Pentano	0,100	0,0340
n-Hexano	0,026	0,0030
n-Heptano	0,007	0,0020
n-Octano	0,002	---
Total	100,00	100,00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17. Propiedades fisicoquímicas del Gas Natural y GLP

Propiedad	GN	GLP
	Valor	Valor
Poder calorífico superior (real)	1076,4 BTU/ft ³ (40,103 MJ/m ³)	2675,2 BTU/ft ³ (99,668 MJ/m ³)
Densidad real a 60° F y 14,65 psia.	0,0486 lb/ft ³ (0,7785 kg/m ³)	0,1255 lb/ft ³ (2,0103 kg/m ³)
Densidad relativa	0,638	1,6488

Factor de compresibilidad	0,997	0,979
Peso molecular	18,44 kg/kmol	48,20 kg/kmol
Índice de Wobbe	1347 BTU/ft ³ (50,184 MJ/m ³)	2083 BTU/ft ³ (77,605 MJ/m ³)

Fuente: Elaboración propia

Hidrógeno.

La calidad del hidrógeno recomendada para su uso como combustible (puro) está especificada en la norma ISO 14687:2019. Para aplicaciones de combustión incluyendo gasodomésticos, se recomienda utilizar hidrógeno tipo 1 grado A, el cual tiene un contenido de hidrógeno mayor a 98%. Para los ensayos de combustión presentados en este informe se utilizó hidrógeno gaseoso grado 4.0 envasado en cilindro, con las características y propiedades que se relacionan en la Tabla 18, el cual cumple la pureza recomendada.

Tabla 18. Propiedades fisicoquímicas del Gas Natural y GLP

Grado	4.0
Pureza	> 99,99 %
Densidad a 0°C y 1,013 bar	0,0899 kg/m ³
Densidad relativa	0,0695
Peso molecular	2,0158 kg/kmol
Poder calorífico superior	141,9 MJ/kg (12,75 MJ/m ³)
Impurezas	O ₂ <10 ppm - H ₂ O <10 ppm N ₂ < 10 ppm

Fuente: Elaboración propia

5.3 Dispositivo de prueba.

El equipo bajo prueba fue un gasodoméstico de uso común a nivel residencial: una estufa (cubierta empotrable).

Estufa (cubierta empotrable) de cuatro puestos. Para la guía de los ensayos de la norma NTC 2832 se utiliza una estufa nueva de cuatro puestos, a gas natural y con kit para gas GLP, de fabricación nacional. En la Tabla 19 se resumen sus características.

Tabla 19. Características de la estufa (Cubierta empotrable)

Potencia	8,78 kW	<p>Energía </p> <p>Consumo de energía (2,11h/día) 313,9 kWh/mes</p> <p>Rendimiento quemadores 59,9 (%)</p> <p>El consumo de energía dependerá del lugar de instalación, modo de uso y mantenimiento del equipo.</p> <p>Mesa de Trabajo Empotrable</p> <p>Marca Mabe</p> <p>Modelo CMG6054LA-0CON</p> <p>Compare este equipo con otros de similares características.</p> <p>Menor consumo</p> <p>A B C D E</p> <p>Este equipo B</p> <p>Mayor consumo</p> <p>Homillas (quemadores): 4</p> <p>Consumo calorífico: 8,78 kW</p> <p>Tipo de encendido: Electrónico</p> <p>Bloqueo de válvulas: No</p> <p>Tipo de gas: Gas natural - GN</p> <p>No retirar esta etiqueta hasta que se venda el equipo al consumidor final</p>
Tipo de encendido	Manual y Electrónico	
Rendimiento de quemadores	59,9%	
Fabricación	Nacional	
Diámetro de inyectores	0,8 mm (GN) y 0,4 mm (GLP)	
Tipo de quemadores	Quemador atmosférico de premezcla parcial. 1 triple Ring (3,11 kW/h) 1 rápido (2,31 kW/h) 2 semirápidos (1,68 kW/h)	

Fuente: Elaboración propia

5.4 Resultados de color y forma de la llama

En las Figuras 9 y 10 se observa la forma y color de la llama con varias concentraciones de hidrógeno (0 %, 10 %, 20 % y 30 %). Se observa la reducción del frente de llama de gas natural y GLP (el característico color azul), en la medida en que aumenta la concentración de hidrógeno en la mezcla. Esto se debe a que la llama de hidrógeno es casi invisible, por lo tanto, solo se observa una llama azul que proviene de la fracción de metano de la mezcla. Sin embargo, es importante resaltar que con concentraciones de 50% vol. la llama de la mezcla aún es visible al ojo humano.

Figura 9. Variación del color y tamaño de la llama en la estufa – GN

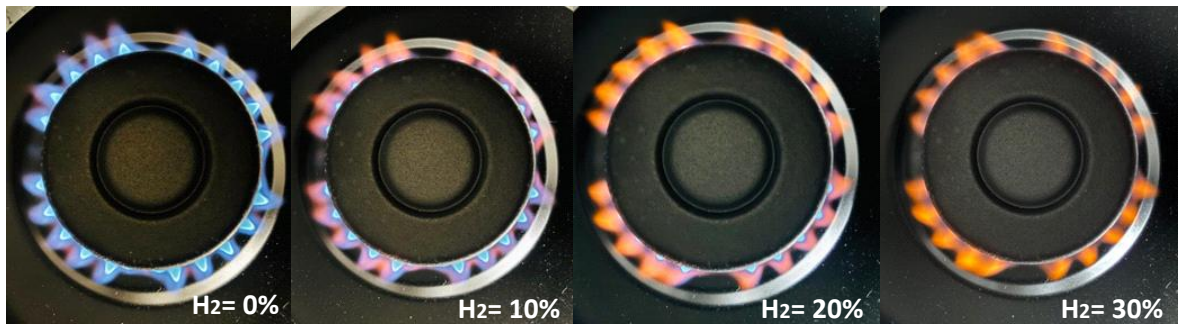


Figura 10. Variación del color y tamaño de la llama en la estufa – GLP

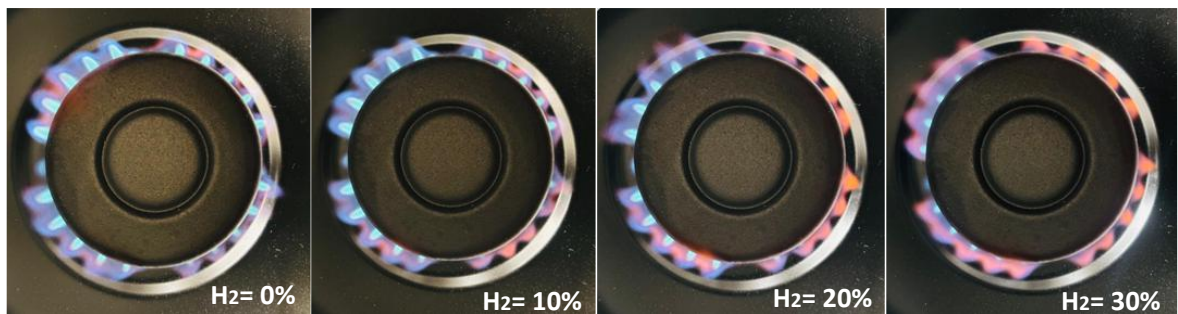


Tabla 20. Concentración de H_2 admisible en la estufa

Municipio	Presión atmosférica (mbar)	Concentración de hidrógeno en la que se empieza a presentar retroceso de llama
Gas Natural (GN)		
Piedecuesta (Santander)	902	51%
Mesa de los Santos (Santander)	825	54%
Gas Licuado del Petróleo (GLP)		
Piedecuesta (Santander)	902	53%
Mesa de los Santos (Santander)	825	55%

Fuente: Elaboración propia.

5.5 Resultados sobre consumo de gas y potencia

La mezcla de hidrógeno (H₂) con combustibles convencionales como el gas natural (GN) o el gas licuado de petróleo (GLP) tiene un impacto directo en el consumo de gas y la potencia térmica entregada por estufas domésticas. Al incorporar H₂, cuya densidad y poder calorífico por unidad de volumen son menores que los del GN y especialmente del GLP, el sistema requiere un mayor caudal volumétrico para mantener la misma energía térmica (potencia).

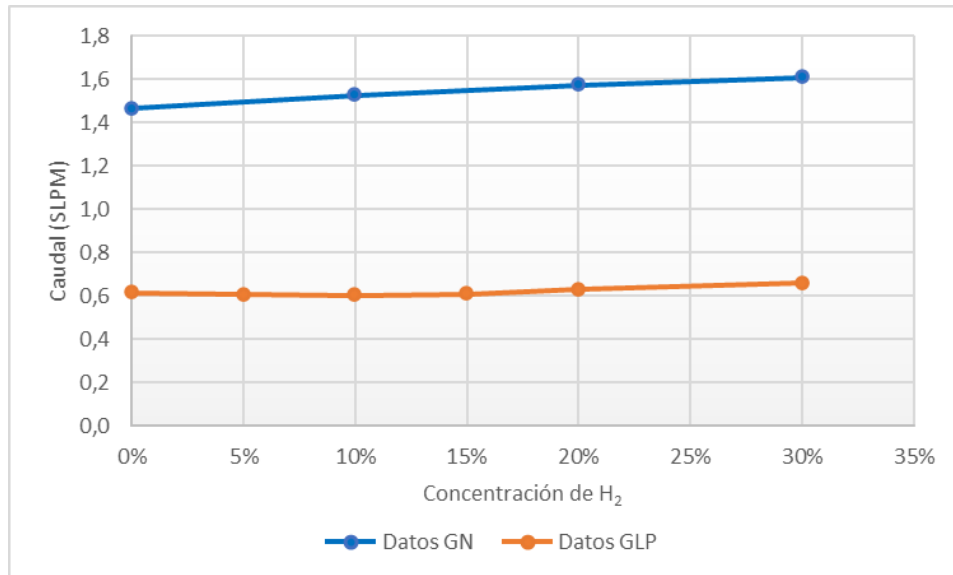
En quemadores atmosféricos, como los de estufas, este efecto se traduce en un **incremento del consumo volumétrico** a medida que se eleva el porcentaje de hidrógeno en la mezcla. Este aumento es **más pronunciado en mezclas con gas natural**, debido a su menor densidad y poder calorífico comparado con el GLP.

Tabla 21. Resultados de la eficiencia de estufa con GN y GLP

Eficiencia GN							
%H ₂	Caudal (lpm)	Variación del caudal en el quemador %	Potencia Térmica kW	Variación de potencia del quemador	Razon de calentamiento °C/min	Eficiencia energética del quemador %	Variación de la eficiencia en el quemador
0%	1,464	--	0,979	--	1,83	50,0%	--
10%	1,527	4,3%	0,925	-5,5%	1,73	49,9%	-0,2%
20%	1,572	7,4%	0,865	-11,6%	1,57	48,5%	-3,0%
30%	1,609	9,9%	0,860	-12,1%	1,45	45,0%	-10,0%
Eficiencia GLP							
0%	0,615	--	1,022	--	2,06	53,8%	--
5%	0,606	-1,5%	0,963	-5,8%	1,95	54,2%	0,7%
10%	0,602	-2,2%	0,912	-10,8%	1,83	53,7%	-0,3%
15%	0,609	-1,0%	0,878	-14,1%	1,76	53,4%	-0,9%
20%	0,631	2,5%	0,864	-15,5%	1,73	53,6%	-0,5%
30%	0,657	6,8%	0,805	-21,2%	1,57	52,0%	-3,4%

Fuente: Elaboración propia.

Figura 11. Consumo de GN y GLP en el quemador ensayado



Teniendo como referencia la Tabla 21 y la Figura 11, se puede evidenciar lo siguiente:

El caudal aumenta con la concentración de hidrógeno:

- En ambas mezclas (GN + H₂ y GLP + H₂), al incrementar la proporción de hidrógeno, el caudal total en litros por minuto también se incrementa.
- Esto ocurre porque el hidrógeno tiene **menor densidad y mayor velocidad de combustión**, lo que requiere ajustes para mantener el mismo poder calorífico y estabilidad de la llama.

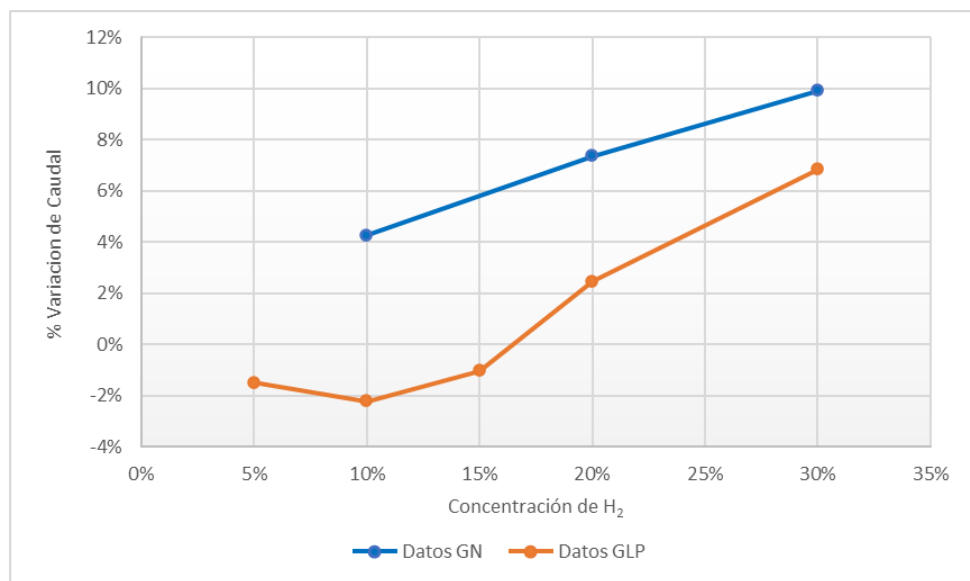
El efecto es más pronunciado en gas natural:

- La curva azul (GN + H₂) muestra un mayor aumento del caudal comparado con la curva del GLP.
- Esto se debe a que el gas natural tiene menor poder calorífico que el GLP, por lo que al mezclarlo con H₂ (que también tiene bajo poder calorífico volumétrico), se necesita más volumen para compensar.

GLP es menos sensible al aumento de H_2 :

- La curva naranja (GLP + H_2) se mantiene más estable, con un aumento más moderado del caudal.
- Esto se debe al alto poder calorífico del GLP, que permite incorporar hidrógeno sin afectar tanto la energía entregada por unidad de volumen

Figura 12. Variación del caudal en el quemador

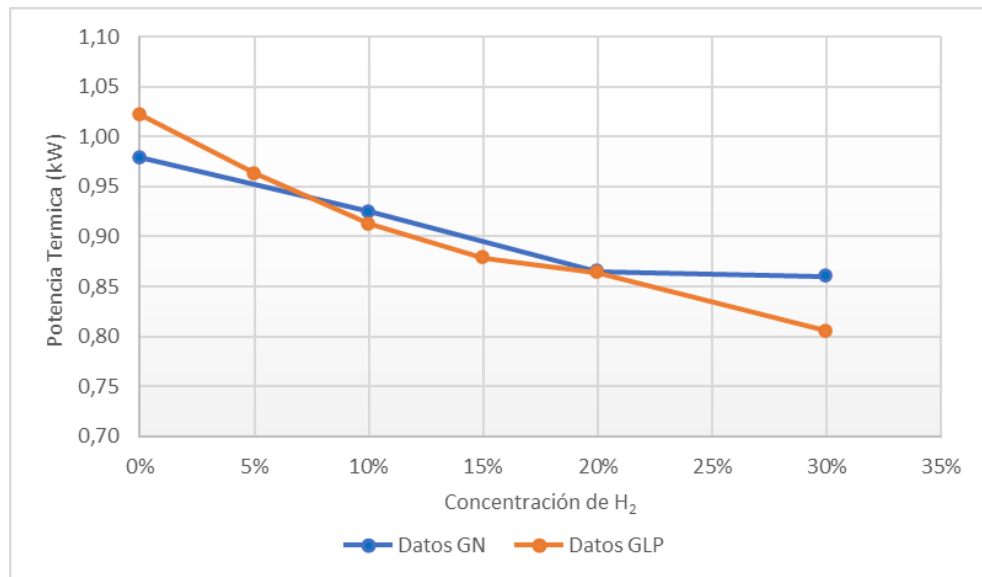


La gráfica muestra el comportamiento del caudal de gas en la estufa ensayada al aumentar la proporción de hidrógeno en mezclas con GN y GLP. Teniendo como referencia la Tabla 21 y la Figura 12, se puede evidenciar lo siguiente:

- Para gas natural, el caudal incrementa de forma sostenida, alcanzando una variación de aproximadamente 10 % al 30 % vol de H_2 . Esto se debe a que el poder calorífico volumétrico del hidrógeno es menor, por lo que se requiere más volumen de mezcla para mantener la misma potencia térmica.

- En el caso del GLP, la variación es más moderada. Hasta el 15 % de H_2 , incluso se presenta una ligera reducción en el caudal, lo que puede deberse a la compensación entre la alta densidad energética del GLP y las propiedades físicas del H_2 . A partir del 20 %, la tendencia se invierte y el caudal comienza a aumentar, aunque en menor proporción que con GN.

Figura 13. Potencia térmica en el quemador



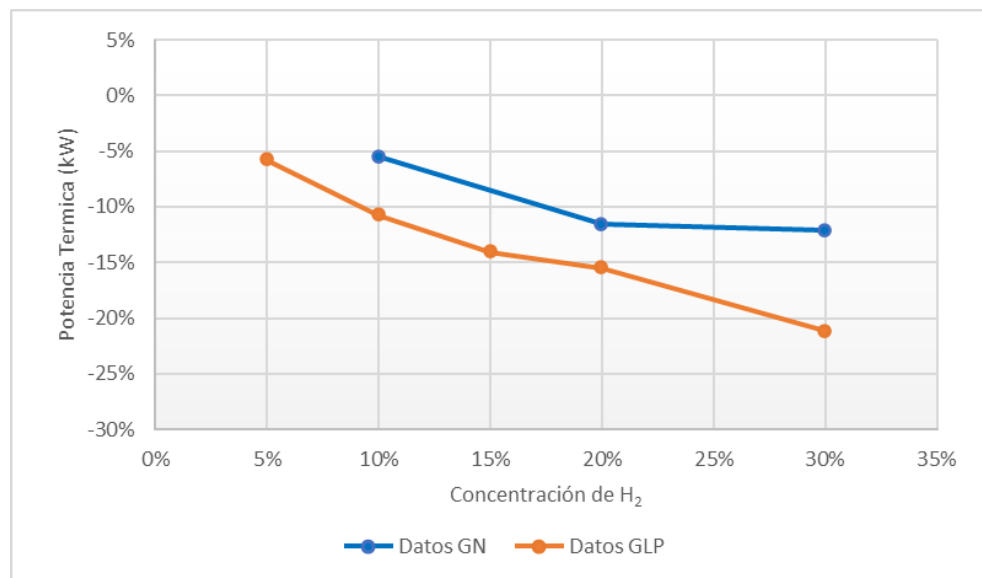
Esta gráfica muestra cómo la potencia térmica del quemador disminuye al aumentar la concentración de hidrógeno (H_2) en mezclas con gas natural (GN) y GLP. Teniendo como referencia la Tabla 21 y la Figura 13, se puede evidenciar lo siguiente:

- A medida que se incrementa el contenido de H_2 en la mezcla, la potencia térmica útil del quemador disminuye progresivamente para ambos combustibles.
- Esta reducción es más acentuada en el caso del GLP, lo cual se debe a su alto poder calorífico volumétrico inicial. Al diluirse con H_2 (que tiene menor

PCI por unidad de volumen), la energía liberada por unidad de volumen total disminuye.

En el caso del GN, la caída en la potencia también es clara pero más moderada, alcanzando una especie de meseta alrededor del 20 a 30 % de H₂, posiblemente debido a ajustes en la mezcla aire-combustible que estabilizan parcialmente la combustión.

Figura 14. Variación de la potencia térmica en el quemador

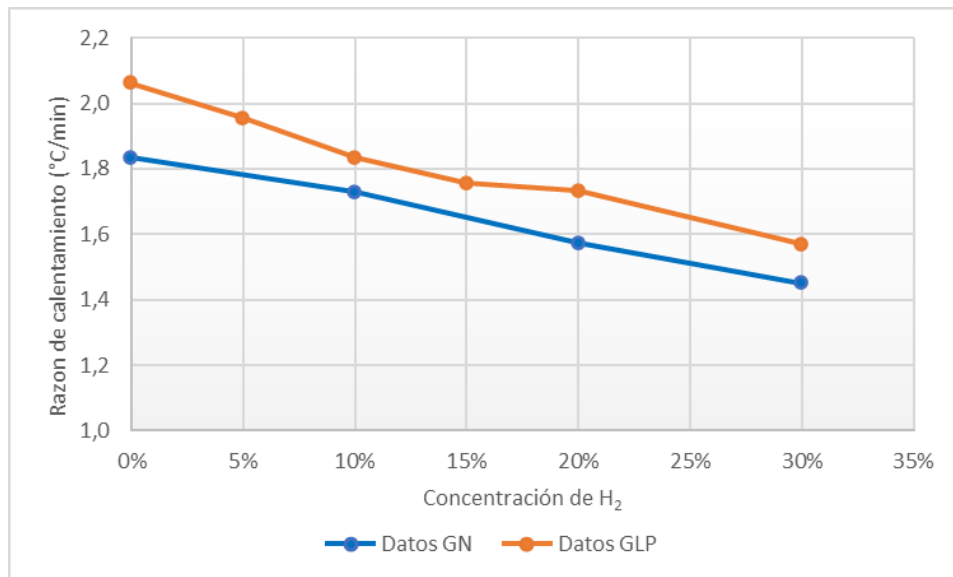


Esta gráfica muestra la variación porcentual de la potencia térmica del quemador al aumentar la concentración de hidrógeno (H₂) en mezclas con gas natural (GN) y GLP. Teniendo como referencia la Tabla 21 y la Figura 14, se puede evidenciar lo siguiente:

- Para ambos combustibles, la potencia disminuye progresivamente al aumentar la concentración de H₂.
- GLP presenta una mayor reducción porcentual en potencia: hasta un -22% con 30% de H₂, frente a un -13% en el caso del GN.

- Esta mayor pérdida en GLP se debe a que tiene un poder calorífico volumétrico inicial mucho más alto que el del H₂. Al mezclarlo, la energía liberada por volumen total disminuye más drásticamente.
- El GN, al tener un poder calorífico más cercano al del H₂ (ambos gases ligeros), sufre una reducción más moderada.

Figura 15. Velocidad de calentamiento del quemador

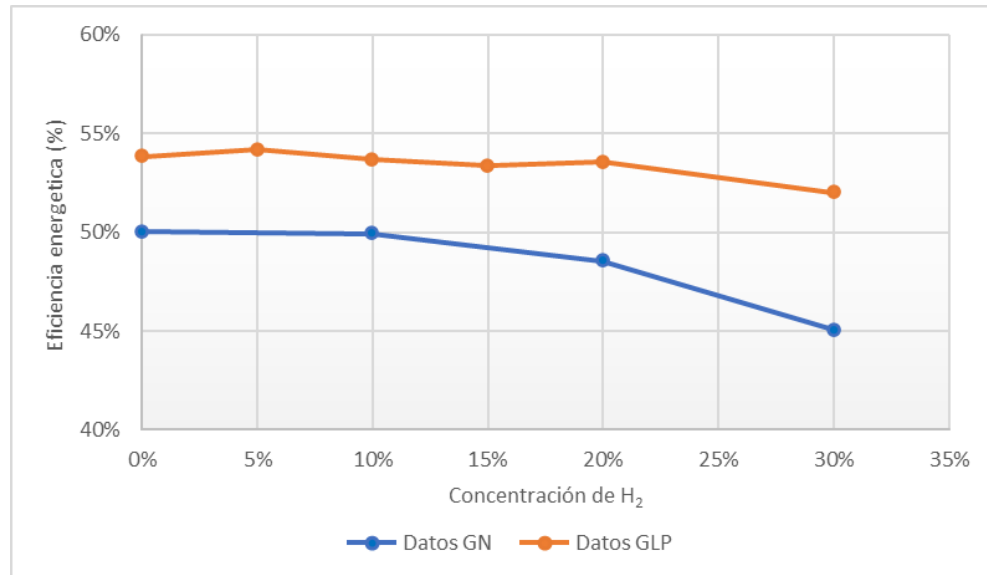


Teniendo como referencia la Tabla 21 y la Figura 15, se puede evidenciar lo siguiente:

- A medida que aumenta la concentración de H₂, disminuye la velocidad de calentamiento para ambos combustibles (GN y GLP).
- Para el GN, la caída es continua y significativa, lo que refleja una disminución en la capacidad del quemador para transferir calor al cuerpo calefactable con mayores niveles de H₂.

Para el GLP, aunque también hay una disminución en la velocidad de calentamiento, la pendiente es menos pronunciada, lo que sugiere que el GLP mantiene mejor su rendimiento térmico con la adición de H₂.

Figura 16. Eficiencia energética del quemador



La gráfica muestra cómo varía la eficiencia energética del quemador al incrementar la concentración de hidrógeno (H₂) en mezclas con gas natural (GN) y GLP. Teniendo como referencia la Tabla 21 y la Figura 16, se puede evidenciar lo siguiente:

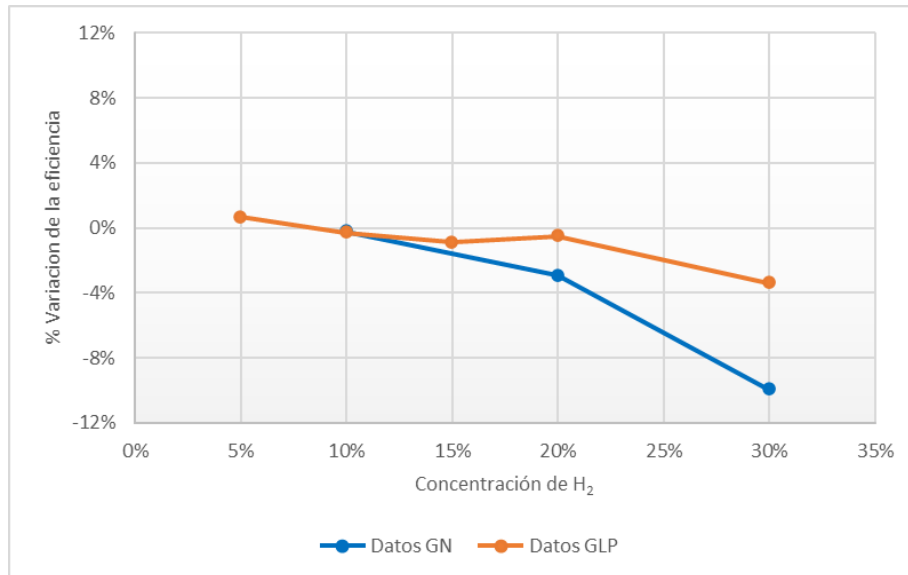
Gas Natural (GN):

- Parte con una eficiencia de 50 % y desciende de forma progresiva hasta cerca del 45 % a 30 % de H₂.
- Este descenso sugiere que el sistema no aprovecha completamente el poder calorífico del H₂ en la mezcla, posiblemente por una llama menos estable o desajuste en la relación aire-combustible.

GLP:

- Parte con una eficiencia de 54 %, se mantiene relativamente estable con pequeñas oscilaciones y solo cae levemente hasta 52 % a 30 % de H₂.
- Esto indica que el GLP tolera mejor la inyección de hidrógeno sin comprometer tanto su rendimiento energético.

Figura 17. Variación de la Eficiencia energética del quemador



Esta gráfica muestra la **variación porcentual de la eficiencia del quemador** al aumentar la concentración de hidrógeno (H₂) en mezclas con **gas natural (GN)** y **GLP**. Teniendo como referencia la tabla 21 y la figura 17, se puede evidenciar lo siguiente:

A medida que aumenta el H₂, la eficiencia del quemador disminuye en ambos casos, pero más significativamente en GN:

- Con 30 % de H₂, la eficiencia cae alrededor de -9 % para GN, mientras que para GLP solo desciende cerca de -4 %.
- GLP muestra un comportamiento más estable frente al aumento de H₂, incluso con ligeras recuperaciones de eficiencia entre 15 % y 20 % de concentración.
- La pérdida de eficiencia puede deberse a una mala adaptación del sistema de mezcla aire-combustible al nuevo gas, cambios en la distribución de la llama, o condiciones no óptimas de combustión.

5.6 Resultados sobre composición de gases de combustión

En esta sección se presentan los resultados obtenidos sobre las emisiones generadas durante la combustión de mezclas de gas natural y gas licuado de petróleo con diferentes concentraciones de hidrógeno. El análisis se centra en evaluar cómo la incorporación de hidrógeno afecta la producción de contaminantes comunes, tales como monóxido de carbono (CO) y óxidos de nitrógeno (NOx), hidrocarburos sin quemar (CxHy). Estos resultados permiten entender el impacto ambiental y la eficiencia de combustión de las mezclas, contribuyendo a establecer límites seguros y eficientes para el uso de hidrógeno en sistemas domésticos y comerciales.

Tabla 22. Resultados emisiones de combustión

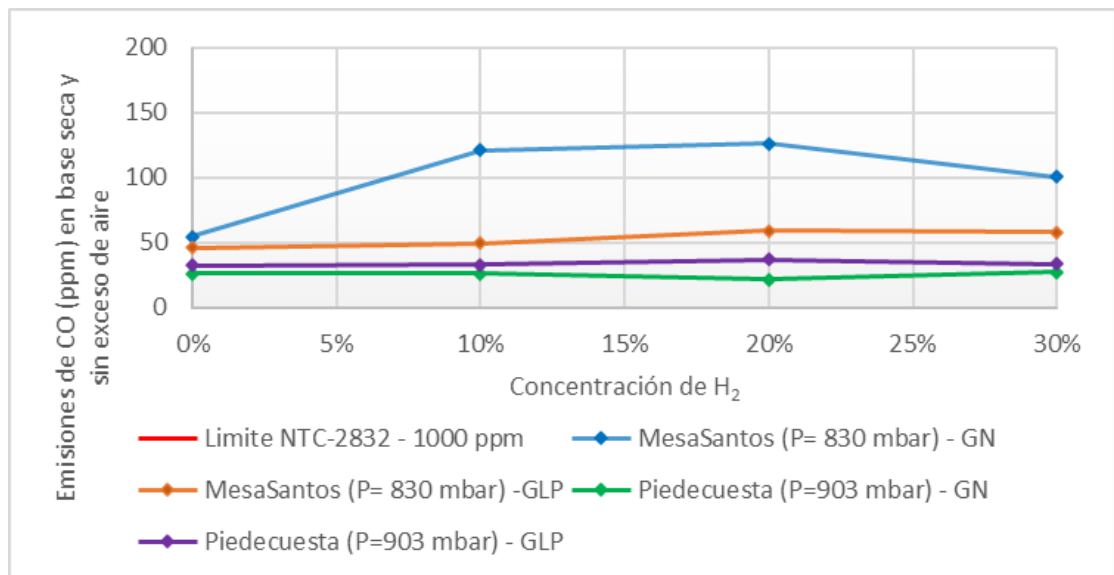
Mesa de los Santos			Piedecuesta	
Resultados Combustión GN				
%H ₂	CO_N ppm	NOx_11%O ₂	CO_N ppm	NOx_11%O ₂
0%	54,4	22,1	26,0	25,3
10%	121,2	18,4	26,0	24,3
20%	126,4	16,7	21,6	19,8
30%	100,3	15,3	27,2	20,6
Resultados Combustión GLP				
0%	46,1	25,1	32,3	32,6
10%	49,3	22,7	33,0	31,7
20%	59,0	19,8	37,0	31,1
30%	57,9	19,5	33,7	30,1

Fuente: Elaboración Propia.

Nota: Las concentraciones de emisiones de gases producto de la combustión como el NOx, fueron corregidas al 11% de O₂ en base seca, siguiendo las prácticas comunes de normalización establecidas en la normativa colombiana (como la Resolución 90902 de 2013) y otros estándares internacionales.

La gráfica muestra la **evolución de las emisiones de monóxido de carbono (CO)** en función de la **concentración de hidrógeno (H₂)** en mezclas con **gas natural (GN)** y **GLP**, bajo diferentes condiciones de presión atmosférica (Mesa de los Santos a 830 mbar y Piedecuesta a 903 mbar). Teniendo como referencia la Tabla 22 y la Figura 18, se puede evidenciar lo siguiente:

Figura 18. Emisiones de monóxido de carbono (CO) en quemador de estufa



Límite normativo (NTC 2832-1):

- Está establecido en 1000 ppm, y todas las mediciones están muy por debajo de este umbral, lo cual es positivo desde el punto de vista de seguridad y salud.

Gas Natural (GN):

Mesa de los Santos (830 mbar):

- Las emisiones aumentan notablemente al añadir H₂, alcanzando un pico cerca de 130 ppm a 20 % de H₂, luego descienden a 100 ppm al 30 %.
- Esto indica que, a menor presión, la combustión con GN + H₂ es menos eficiente en ese rango de mezcla, generando más CO.

Piedecuesta (903 mbar):

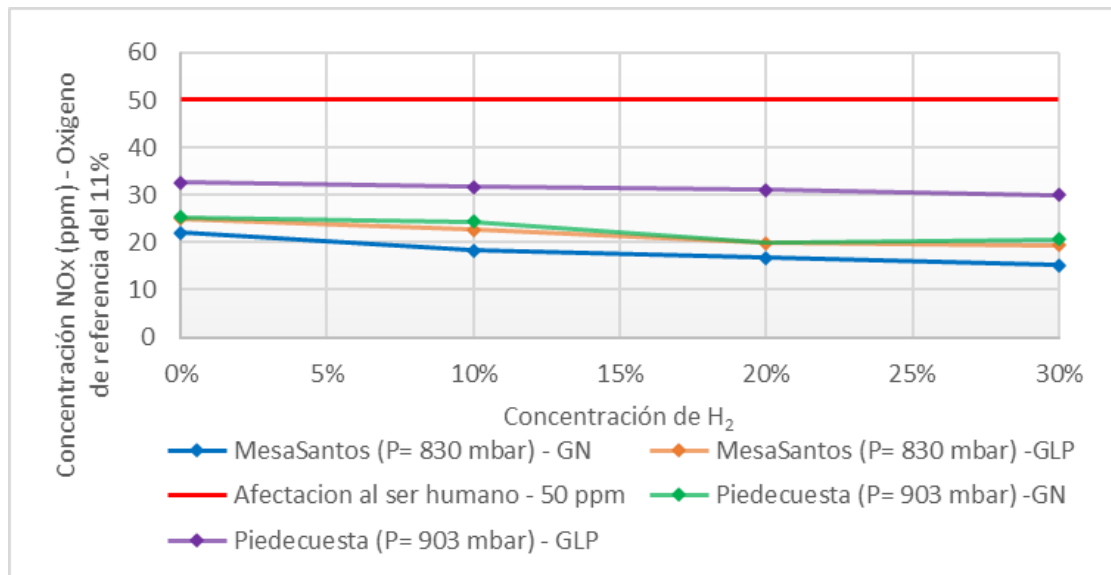
- Se mantiene estable alrededor de 30–35 ppm, lo que sugiere mejor calidad de combustión a mayor presión.

GLP:

- Las emisiones son mucho más estables, tanto en Mesa de los Santos como en Piedecuesta, sin grandes variaciones con el aumento de H₂.
- Se mantienen en torno a 50–60 ppm, con una leve tendencia al alza en Mesa de los Santos.

La gráfica presentada muestra la variación de las **emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x)** en función de la concentración de **hidrógeno (H₂)** en mezclas con **gas natural (GN)** y **GLP**, a dos altitudes (Mesa de los Santos – 830 mbar y Piedecuesta – 903 mbar), con una línea de referencia de **afectación al ser humano (50 ppm)**. Teniendo como referencia la Tabla 22 y la Figura 19, se puede evidenciar lo siguiente:

Figura 19. Emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) en quemador de estufa



- Todas las emisiones se mantienen por debajo del límite de afectación al ser humano (50 ppm), lo cual es un resultado favorable desde el punto de vista ambiental y de salud.
- Las emisiones tienden a disminuir levemente con el aumento de H₂ en todas las condiciones, lo que podría relacionarse con menores temperaturas de llama promedio y mejor mezcla aire-combustible, ya que el H₂ favorece una combustión más completa y homogénea.
- GLP en Piedecuesta tiene las emisiones más altas (33 a 34 ppm), posiblemente por su mayor contenido energético y presión, que favorecen llamas más calientes.
- GN en Mesa de los Santos muestra las emisiones más bajas (20–22 ppm), siendo también las que más disminuyen al aumentar el H₂.

5.7 Resultados sobre temperatura del quemador

La adición de hidrógeno a las mezclas de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP) influye directamente en la dinámica de la combustión, particularmente en la temperatura alcanzada por el quemador. Debido a su alta velocidad de llama y mayor poder calorífico en masa, el hidrógeno puede modificar el perfil térmico del sistema. A continuación, se presentan los resultados experimentales obtenidos sobre la temperatura del quemador para diferentes concentraciones de hidrógeno en ambas mezclas, con el fin de analizar el comportamiento térmico y sus posibles implicaciones en la seguridad y eficiencia de los equipos.

Tabla 23. Resultados temperatura quemador

Concentración de H ₂ %	Temperatura quemador con GN (°C)	Temperatura quemador con GLP (°C)
0	358,0	437,7
10	401,2	469,4
20	425,5	484,4
30	454,2	519,0

Fuente: Elaboración propia.

Figura 20. Temperatura de calentamiento del quemador – GN

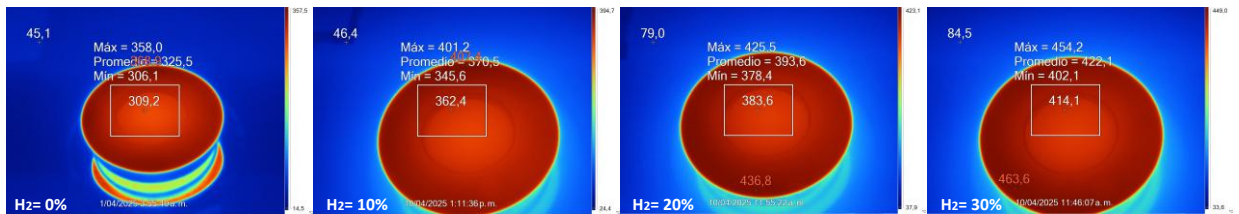
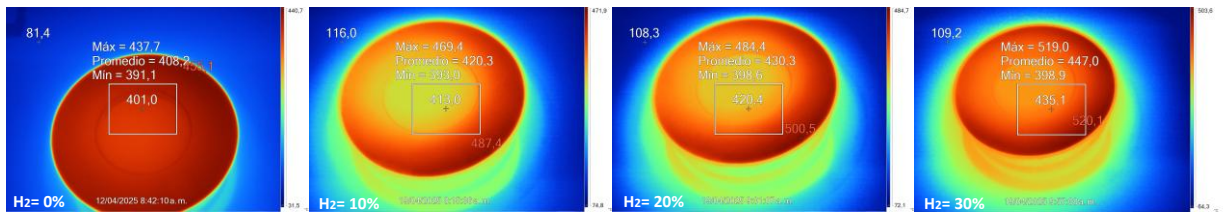
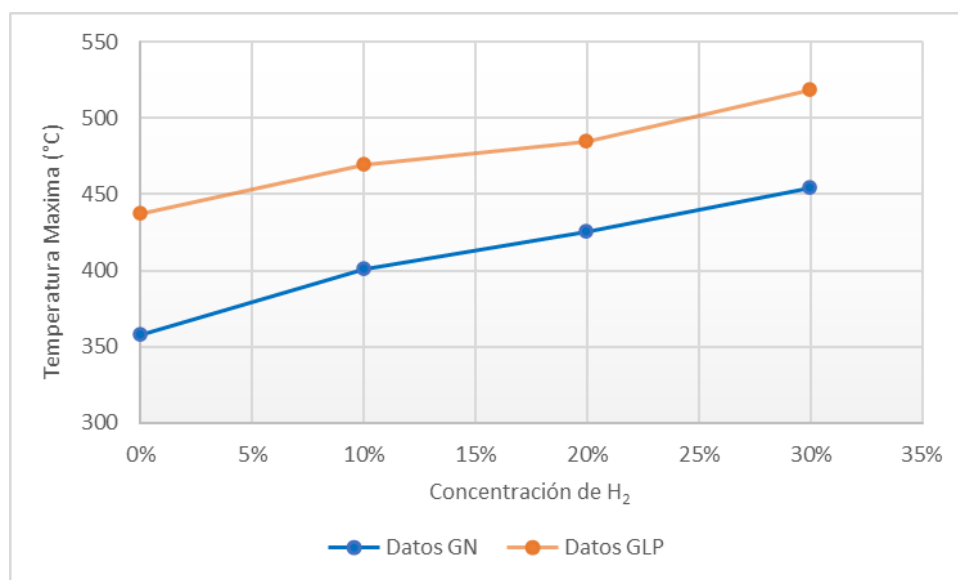


Figura 21. Temperatura de calentamiento del quemador – GLP



Las Figura 20 y 21, muestran **las temperaturas máximas alcanzadas en el quemador evaluado a medida que se incrementa la concentración de hidrógeno (H₂), en las mezclas con gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP)**. Teniendo como referencia la Tabla 23 y la Figura 22, se puede evidenciar lo siguiente:

Figura 22. Temperatura del quemador



- Aumento progresivo de la temperatura con mayor concentración de H₂: Tanto en mezclas con gas natural (GN) como con GLP, la temperatura máxima del quemador aumenta al incrementar la concentración de hidrógeno. Esto indica una combustión más rápida y eficiente, típica del comportamiento del H₂.
- Mayor temperatura con GLP que con GN: A igualdad de concentración de H₂, las mezclas con GLP alcanzan temperaturas superiores en comparación con GN. Esto se debe a que el GLP tiene un mayor poder calorífico volumétrico, lo que libera más energía durante la combustión.
- Posible impacto en materiales y diseño del quemador: El aumento de temperatura puede implicar mayores exigencias para los materiales del quemador y su sistema de refrigeración o aislamiento, especialmente si se busca usar altas proporciones de H₂ de forma segura.

- Tendencia lineal o casi lineal:
El incremento de temperatura parece seguir una tendencia casi lineal con respecto a la concentración de H₂, lo cual podría facilitar la modelación o predicción del comportamiento térmico en futuras simulaciones o diseños.

6. CONCLUSIONES

Como resultado de este estudio, se realizó la evaluación de varios parámetros de desempeño de una estufa, utilizando mezclas de hidrógeno, gas natural (GN) y gas licuado del petróleo (GLP) en diferentes concentraciones y en locaciones ubicadas a diferentes altitudes, lo cual, proporcionó valiosa información sobre el rendimiento y las implicaciones de esta mezcla en términos de eficiencia y emisiones. En la siguiente tabla se puede evidenciar el resultado de la operación segura de la estufa ensayada:

Tabla 24. Resultados retroceso de llama

Límite superior de fracción molar de hidrógeno para operación segura sin retroceso de llama en estufas a GN y GLP a distintas altitudes		
Combustible	Altura (msnm)	Fracción de H ₂ segura (%mol)
GN	980	51%
GN	1700	54%
GLP	980	53%
GLP	1700	55%

De manera global, se pudo evidenciar que el equipo evaluado en este estudio puede operar de forma segura y eficiente con mezclas de gas natural (GN) y gas licuado del petróleo (GLP), adicionadas con hasta un 30 % molar de hidrógeno, en las dos altitudes analizadas (980 y 1700 msnm). Si bien se observaron ciertos impactos en el rendimiento térmico, estos no comprometen la estabilidad de la llama ni elevan las emisiones por fuera de niveles aceptables. Estos hallazgos abren la posibilidad de integrar mezclas con hidrógeno en aplicaciones domésticas e industriales, sin necesidad de ajustes estructurales en los equipos de combustión ni la incorporación de elementos adicionales, como válvulas de retención de llama, siempre que la concentración de hidrógeno no supere el 30% molar.

Impacto en el comportamiento de la llama: La incorporación de hidrógeno en mezclas con gas natural o GLP influye significativamente en las características de la llama. A medida que aumenta la concentración de hidrógeno, la visibilidad de la llama disminuye, volviéndola menos perceptible al ojo humano. No obstante, para concentraciones de hasta 30 % mol, el cono de la llama aún resulta visible, por lo que no se considera que exista una condición de operación insegura en este rango. Desde el punto de vista de seguridad, mantener las concentraciones de hidrógeno por debajo del 30 % mol es fundamental para asegurar la **estabilidad de la llama**, evitando fenómenos peligrosos como el retroceso o la detonación durante el encendido. Asimismo, se observó que al aumentar la altitud (de 980 msnm a 1700 msnm), los equipos mostraron una **mayor resistencia al retroceso de llama**. Esto puede atribuirse a la disminución en la concentración de oxígeno en el aire a mayores alturas, lo cual reduce la velocidad de propagación laminar de la llama y favorece la estabilidad en la combustión.

Impacto en las emisiones: La incorporación de hidrógeno en las mezclas con gas natural (GN) o gas licuado de petróleo (GLP) tiene efectos importantes sobre las emisiones contaminantes. En particular, se observó que las emisiones de monóxido de carbono (CO) y óxidos de nitrógeno (NOx) tienden a mantenerse estables, e incluso a disminuir en algunos casos, a medida que se incrementa la fracción de hidrógeno. El hidrógeno, al poseer una estructura más simple y un perfil de combustión más limpio, favorece una oxidación más completa, lo cual contribuye a la reducción del CO. Además, aunque la variación de altitud (de 980 a 1700 msnm) puede provocar un ligero aumento en la concentración de NOx debido a condiciones de mezcla y temperatura, la presencia de hidrógeno actúa como atenuante, limitando este aumento en comparación con la combustión de gas natural puro. Estos resultados respaldan el potencial del hidrógeno como componente favorable en mezclas combustibles desde el punto de vista ambiental, especialmente si se mantienen concentraciones controladas que aseguren una combustión eficiente y estable.

Impacto en la eficiencia energética: La eficiencia energética de los equipos evaluados no presenta variaciones significativas al incorporar hidrógeno en concentraciones de hasta un 30% molar en las mezclas con gas natural o GLP. En este rango, el rendimiento térmico se mantiene relativamente estable, lo que indica una buena compatibilidad de las mezclas con los sistemas de combustión domésticos existentes. Sin embargo, al superar este umbral del 30%, se observan cambios en la eficiencia, los cuales dependen en gran medida de la geometría del quemador y del diseño del equipo. Estas variaciones pueden manifestarse como incrementos o disminuciones en el aprovechamiento del calor, especialmente cuando se combinan con condiciones de altitud que afectan la densidad del aire y la mezcla combustible-aire.

Impacto en el consumo de gas y potencia térmica: Se observa un aumento en el consumo volumétrico de gas a medida que se incrementa la fracción molar de hidrógeno en la mezcla. Este comportamiento está relacionado con el bajo poder calorífico volumétrico del hidrógeno en comparación con el gas natural y el GLP. Aunque el flujo de mezcla aumenta, la **potencia térmica útil** tiende a disminuir, ya que la energía liberada por unidad de volumen es menor en mezclas con mayor contenido de hidrógeno. Este efecto es más notable en aplicaciones que dependen de la densidad energética del combustible, y puede influir en el diseño y ajuste de los sistemas de combustión, especialmente en altitudes elevadas donde la presión parcial de oxígeno también se ve reducida.

Impacto en la temperatura de calentamiento: Los datos experimentales muestran que, a medida que se incrementa la concentración de H_2 , la temperatura del quemador aumenta progresivamente tanto para mezclas con GN como con GLP. En particular, la mezcla con GLP presenta temperaturas más elevadas en todos los puntos, lo que puede atribuirse al mayor poder calorífico volumétrico del GLP en comparación con el GN. Esta tendencia resalta la importancia de considerar el efecto térmico del hidrógeno al diseñar o adaptar quemadores, especialmente en lo que respecta a la integridad de los materiales y la seguridad del sistema.

7. RECOMENDACIONES

El estudio presentado en este documento se llevó a cabo sobre un equipo de combustión representativo de los comúnmente utilizados en Colombia. Sin embargo, es importante reconocer que existen diversas marcas y modelos en el mercado, cuyo comportamiento puede diferir significativamente. Para fortalecer la validez y aplicabilidad de los resultados, se recomienda realizar una experimentación más robusta que incluya una muestra representativa de los equipos más utilizados, en particular aquellos cuya fabricación no está sujeta a normas técnicas específicas, como es el caso de hornos de panadería, cocinas industriales y otros equipos artesanales o de producción local.

También se recomienda la realización de pruebas de durabilidad a largo plazo para evaluar el impacto del uso de mezclas de hidrógeno con gas natural (GN) y gas licuado del petróleo (GLP) sobre el estado técnico de los aparatos y su desempeño tras múltiples ciclos de funcionamiento. Una metodología sugerida es la presentada en el documento emitido por THyGA²², en la cual el equipo se somete a más de 2000 horas de operación intermitente, lo que permite analizar la integridad estructural de los quemadores y posibles deterioros en sus componentes debido a la exposición prolongada a estas mezclas.

Otro aspecto relevante que se recomienda abordar con mayor profundidad desde una perspectiva técnica y económica es la posibilidad de inyectar hidrógeno directamente desde la estación City Gate, como alternativa al transporte de la mezcla a través de los gasoductos tradicionales. En este contexto, es fundamental realizar un análisis económico detallado, considerando el impacto en la tarifa del gas y los distintos factores logísticos asociados al transporte del hidrógeno desde su punto de origen hasta los centros de distribución urbanos.

²² “Long term effect of H2 on appliances tested”, THyGA Consortium, D3.9, 2023. [En línea].

Estas normas deberían contemplar límites seguros de concentración de H₂, requisitos de diseño de equipos, procedimientos de prueba de compatibilidad y lineamientos para los fabricantes. Esto garantizaría una integración progresiva y segura del hidrógeno como vector energético complementario.

La adición de hidrógeno al gas natural reduce las emisiones de CO₂. Según el factor de emisión calculado, las emisiones de CO₂ se reducen en un 17.54% para una mezcla con un 45% de contenido de H₂. Además, las emisiones de CO₂ se reducen en un 70.17% para una mezcla con un 90% de contenido de H₂ y, finalmente, se eliminan por completo en la combustión de hidrógeno puro debido a la falta de carbono.

BIBLIOGRAFÍA

CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. *El Acuerdo de París* [en línea]. [s. f.]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Hoja de ruta del hidrógeno: Colombia, potencia mundial de hidrógeno verde* [en línea]. 2021. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24309272/Hoja+de+Ruta+del+Hidrogeno+Colombia.pdf>.

PELLEGRINI, G.; GUZZINI, A.; SACCANI, C. *A preliminary assessment of the potential of low percentage green hydrogen blending in the Italian natural gas network*. En: *Energies (Basel)* [en línea]. Vol. 13, no. 21 (2020); p. 1. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en13215570>.

ISAAC. *HyDeploy: The UK's first hydrogen blending deployment project*. En: *Clean Energy* [en línea]. Vol. 3, no. 2; p. 114–126. [s. f.]. Disponible en: <https://doi.org/10.1093/ce/zkz006>.

TOPOLSKI, K.; REZNICEK, E. P.; ERDENER, B. C.; SAN MARCHI, C. W.; RONEVICH, J. A.; FRING, L.; SIMMONS, K.; GUERRA FERNÁNDEZ, O. J.; HODGE, B.-M.; CHUNG, M. *Hydrogen blending into natural gas pipeline infrastructure: review of the state of technology (NREL/TP-5700-81704)* [en línea]. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2022.

Sherif, S. A., Najjar, Y. S. H., Mostafa, M., & Abdulrahman, M. (2019). Impact of hydrogen blending on natural gas combustion emissions and performance: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 223–237. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.018>.

TGI (Transportadora de Gas Internacional). *Página oficial BEO TGI* [en línea]. [s. l.]: TGI, [s. f.]. Disponible en: <https://cutt.ly/pwopOwvc>.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA; UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). *Plan Energético Nacional 2020–2050* [en línea]. Bogotá: UPME, 2020. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf.

PROMIGAS. *Informe del Sector Gas Natural 2021* [en línea]. Barranquilla: Promigas, 2021. Disponible en: <https://www.promigas.com/informeSector2020/Paginas/Transporte-gasCol.aspx>.

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). *Documento complementario del estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038* [en línea]. Bogotá: UPME, 2025. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-2038_Enero_2025.pdf.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). *Resolución 050 de 2018: Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas* [en línea]. Bogotá: CREG, 2018. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm.

ICONTEC (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación). *NTC 6465:2020. Gases de ensayo, presiones de ensayo y categorías de los artefactos* [Norma técnica]. Bogotá: ICONTEC, 2020. 17 p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). *D-062-08: Número de Wobbe* [en línea]. Bogotá: CREG, 2008.

ORTÍZ, J. M. *Intercambiabilidad del gas natural* [en línea]. [s. f.]. Disponible en: https://www.cnogas.org.co/documentos/1_Intercambiabilidad%20del%20gas%20natural.pdf.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. *Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG* [en línea]. [s. f.]. Disponible en: <https://www.creg.gov.co/>.

MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO. *Ministerio de Comercio, Industria y Turismo – MINCIT* [en línea]. [s. f.]. Disponible en: <https://www.mincit.gov.co/>.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Ministerio de Minas y Energía – MINENERGÍA* [en línea]. [s. f.]. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/es/>.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA; UPME (UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA). *Plan energético nacional 2020-2050* [en línea]. 2019. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf.

PROMIORIENTE. *Boletín Estadístico Operativo – BEO* [en línea]. [s. f.]. Disponible en: <https://www.promioriente.com/Beo/Paginas/Inicio.aspx>.

MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO. *Resolución 0899 del 31 de agosto de 2021* [en línea]. 2021. Disponible en: <https://www.mincit.gov.co/temas-interes/reglamentos-tecnicos/ministerio-de-comercio-industria-y-turismo/resolucion-0899-del-31-de-agosto-de-2021.aspx>.

LIEBS, L. *Town gas: An overview* [en línea]. The Brooklyn Union Gas Company, 1985. Disponible en: <https://semspub.epa.gov/work/01/458914.pdf>.

GARGANTILLA, P. *El invento que iluminó el mundo* [en línea]. ABC, 2018. Disponible en: https://www.abc.es/ciencia/abci-invento-ilumino-mundo-201805192331_noticia.html.

SANTOS MOLANO, E. y GUTIÉRREZ, E. *Crónicas de la luz. Bogotá 1800–1900*. Bogotá: Editorial Presencia, 1985.

PUBLIC SERVICE ELECTRIC AND GAS CO. *Blending of hydrogen in natural gas distribution systems. Volume II: Combustion tests of blends in burners and appliances. Final report, June 1, 1976–August 30, 1977*. CONS-2925-2, 6536726. Newark, NJ: U.S. Department of Energy, 1977. Disponible en: <https://doi.org/10.2172/6536726>.

POWER MAGAZINE. *New power-to-gas plant inaugurated in Germany* [en línea]. [s. f.]. Disponible en: <https://www.powermag.com/new-power-to-gas-plant-inaugurated-in-germany/>.

EISEMAN, J. H., SMITH, F. A., y MERRITT, C. J. The effect of altitude on the limits of safe operation of gas appliances. *Bureau of Standards Journal of Research*, vol. 10, 1933.

AMELL-ARRIETA, A., AGUDELO, J. R., y CORTÉS, J. Verificación experimental del efecto de la altitud sobre la potencia térmica de un quemador atmosférico. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, núm. 25, pp. 26–35, 2002. Disponible en: <https://doi.org/10.17533/udea.redin.326340>.

ANEXOS

ANEXO A. Características metrológicas de los instrumentos utilizados

ID	Dispositivo	Referencia	Sensor	Alcance	Resolución
QL-059	Medidor de flujo	MB-2SLPM-D	Flujo	0.002– 2 dm ³ /min	0.001 dm ³ /min
			Temperatura	–10 - 60°C	0.01°C
			Presión	790 - 11000 mbar	1 mbar
QL-068	Medidor y controlador de flujo	MC-10SLPM-D/5M	Flujo	0.01 – 10 dm ³ /min	0.01 dm ³ /min
			Temperatura	–10 - 60°C	0.01°C
			Presión	790 - 11000 mbar	1 mbar
QL-069	Medidor de flujo másico	MC-5SLPM-D/5M	Flujo	0.01 – 5 dm ³ /min	0.01 dm ³ /min
			Temperatura	–10 - 60°C	0.01°C
			Presión	790 - 11000 mbar	1 mbar
VL-056	Medidor de volumen	G1,6	Volumen	0,3 - 41,8 (dm ³ /min)	0.1 dm ³ /min
tL-019	Cronometro	Casio HS-3v	Tiempo	0 h; 00 min; 0,01 sg 9 h; 59 min; 59,99 sg	0,01 sg
TL-248	Sensor de temperatura	RTD PT 100	Temperatura	-20 a 155°C	0.01°C
PL-348	Transmisor de presión	PC-507-3-0-M-1-M-2-M	Presión	0 a 35 kPa	0.1 kPa
2002683	Analizador de hidrógeno en gas	BlueEye ExD	Concentración de H ₂	0.5 -40 mol%	0.1
CG-025	Analizador de gases	OPTIMA	Concentración de O ₂	0 to 25 % v/v	0.1 % v/v
			Concentración de CO (H ₂ compensated)	0 to 4000 ppm	0.1 ppm
			Concentración de NO	0 to 4000 ppm	0.1 ppm
			Concentración de CO ₂	0 to 20 % v/v	0.1 % v/v
			Concentración de Hidrocarburos no quemados (CxHy)	0 to 4 % v/v	0.1 % v/v

ANEXO B. Composición inicial del gas natural (GN)



ISO/IEC 17025:2017
10-LAB-013

INFORME DE ANÁLISIS

INFA-25-HCC-012-5249

Página 1 de 2

Cliente:	CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS		
Dirección:	KM 2 VÍA AL REFUGIO SEDE UIS GUATIGUARÁ PIEDECUESTA / SANTANDER		
Cliente (destino):	CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS		
Dirección (destino):	KM 2 VÍA AL REFUGIO SEDE UIS GUATIGUARÁ PIEDECUESTA / SANTANDER		
Características del gas:	Fecha y hora de toma de muestra:	2025/03/11	13:45
	ID:	GNV BUCARAMANGA	
	Sitio de toma de muestra:	UIS GUATIGUARA	
	Punto de toma de muestra:	CILINDRO DE GNV	
	Descripción de la muestra:	Muestra de gas natural	
	Presión de la muestra:	Atmosférica	
	Alcance del análisis:	CO ₂ , N ₂ , O ₂ , C ₁ – C ₁₂ (ASTM D1945, GPA 2286)	
Método de Ensayo:	Determinación de la composición de una muestra de gas natural, mediante la comparación de las áreas de respuesta de la muestra y las de cuatro (4) materiales de referencia gaseosos, obtenidas a partir de un análisis cromatográfico, siguiendo los lineamientos descritos en las normas: ASTM D1945-14 (2019) Números excluidos 7.2, 8.6, A1., X1. GPA2286-14		
Trazabilidad metroológica:	Gas de Referencia # 1. Cilindro N°: 106059AW certificado de análisis 50147_106059AW_04272023 emitido por DCG Partnership I, LTD., con trazabilidad en masa a patrones del NIST. Gas de Referencia # 2. Cilindro N°: 200-1840 certificado de análisis 51153_200-1840_11092023 emitido por DCG Partnership I, LTD., con trazabilidad en masa a patrones del NIST. Gas de Referencia # 3. Cilindro N°: 101422AW certificado de análisis 46054_101422AW_02122021 emitido por DCG Partnership I, LTD. con trazabilidad en masa a valores de patrones de NIST. Gas de Referencia # 4. Cilindro N°: CC2020736424 certificado de análisis 43941_CC2020736424_02142020 emitido por DCG Partnership I, LTD., con trazabilidad en masa a patrones del NIST. Cromatógrafo de gases identificado como CG-002, con informe de generación de curvas: INFG-25-HCC-129-5249 Adicionalmente fueron utilizados instrumentos para medición de las magnitudes de influencia, cuya trazabilidad al SI es garantizada a través de calibraciones realizadas de acuerdo con el programa de Aseguramiento Metroológico del Laboratorio.		
Incertidumbre de medida:	La incertidumbre expandida de la medición reportada "U", se establece como la incertidumbre estándar de medición multiplicada por el factor de cobertura "k" y la probabilidad de cobertura, la cual debe ser aproximada al 95% y no menor a este valor.		
Lugar de Ensayo:	Laboratorio del CDT de GAS (km 2 vía Refugio, sede UIS Guatiguará, Piedecuesta - Santander - Colombia).		
Condiciones del Ensayo:	Temperatura ambiente: 20,1 °C ± 0,1 °C Humedad relativa: 62,6 % hr ± 1,1 % hr Presión atmosférica: 907,9 hPa ± 0,2 hPa		
Fecha de recepción:	2025/03/12	Fecha de análisis:	2025/03/13
		Fecha de emisión:	2025/03/22

Realizado por:

Diana Marcela Castillo B.
Metrólogo Experto


 Firmado digitalmente por
Jhon Alejandro
Angulo Pineda
Fecha: 2025.03.22
10:55:45 -05'00'

Aprobado por:

Jhon Alejandro Angulo P.
Líder Centro de Metrología de Fluidos

Los resultados del presente reporte de análisis solo están relacionados a la muestra de gas y al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones. El laboratorio de Calibración y Ensayos de la Corporación CDT de GAS no se responsabiliza de los perjuicios que pueda ocasionar el uso inadecuado de los resultados.

Este reporte de análisis no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación del CDT de GAS.

ISO/IEC 17025:2017
10-LAB-013

INFORME DE ANÁLISIS

INFA-25-HCC-012-5249

Página 2 de 2

Estado de la muestra:	La presión de la muestra de gas contenida en el cilindro al momento del análisis fue atmosférica. La información contenida en el campo "Características del gas" fue suministrada por CDTDEGAS		
Condiciones del análisis:	Presión de entrada al cromatógrafo:	13,1 psi ± 0,1 psi (absoluto)	
	Gas de arrastre:	Hidrógeno (Grado 5.0)	
Observaciones:	Las condiciones ambientales reportadas corresponden al promedio y su variación (±) durante el proceso de análisis. El resultado de medición corresponde a la Composición Promedio ± U, en sus respectivas unidades. La unidad de composición reportada corresponde a: 1 cmol/mol = 1 %mol Las propiedades fisicoquímicas del gas se vinculan al SI a través de los factores de conversión establecidos en el "Guide for the Use of the International System of Units (SI) - NIST Special Publication 811, 2008 Edition". Los resultados obtenidos en el análisis cromatográfico y reportados en el presente informe corresponden a la muestra de gas en las condiciones en que se recibió. Factores de conversión: 1 psi=6,894757 kPa 1 Btu/ft ³ =37258,95 J/m ³ 1 lb/ft ³ =16,01846 kg/m ³		

Resultados del análisis:

COMPONENTE	COMPOSICIÓN	DESVEST	U	F. COBERTURA
	cmol/mol	cmol/mol	cmol/mol	k
Nitrógeno	1,350	0,010	0,037	2,01
Metano	88,913	0,026	0,051	2,36
Dióxido de Carbono	1,575	0,006	0,082	2,00
Etano	5,093	0,032	0,066	2,16
Propano	1,856	0,004	0,011	2,05
Isobutano	0,4730	0,0040	0,0078	2,45
n-Butano	0,4270	0,0036	0,0078	2,10
Isopentano	0,1770	0,0017	0,0043	2,09
n-Pentano	0,1000	0,0010	0,0043	1,99
n-Hexano	0,0260	0,0005	0,0028	2,00
n-Heptano	0,007	0,0005	0,0008	2,45
n-Octano	0,0020	0,0005	0,0008	2,14
n-Nonano***	-	-	-	-
n-Decano	0,0010	0,0005	0,0008	2,23

***Componente por debajo del límite de cuantificación del método (Establecido como 0,0008 %mol)

Propiedades Físicoquímicas:

PARÁMETRO	UNIDADES	VALOR CALCULADO	U	F. COBERTURA	REFERENCIA
			absoluta	k	---
Poder Calorífico Superior (real)	BTU/ft ³	1076,4	6,5	2,00	ASTM D3588-98(2017)e1
Densidad (real)	lb/ft ³	0,0486	0,0003	1,99	ASTM D3588-98(2017)e1
Gravedad Específica (real)	--	0,638	0,004	1,99	ASTM D3588-98(2017)e1
Factor de compresibilidad	--	0,997	0,001	1,97	AGA 8 - 17 DETALLADO
Peso Molecular	---	18,44	0,13	1,98	AGA 8 - 17 DETALLADO
Índice de Wobbe	BTU/ft ³	1347	12	1,98	ASTM D3588-98(2017)e1

Nota1: Las propiedades físico-químicas reportadas fueron calculadas a las condiciones base, establecidas en el Reglamento Único de Transporte -RUT- (P: 14,65 psia y T: 60° F).

Nota2: La determinación de las propiedades físico-químicas se realiza a partir de los algoritmos de cálculo establecidos en la referencia normativa mostrada en la tabla anterior, sin embargo, los valores reportados no corresponden a un ensayo acreditado.

Fin del Reporte

ANEXO C. Composición inicial del gas licuado del petróleo (GLP)



CENTRO DE METROLOGÍA DE FLUIDOS
CENTRO DE CONTROL DE CALIDAD
ORGANISMO DE INSPECCIÓN

INFORME DE ANÁLISIS

INFE-24-HCC-134-4972

Página 1 de 2

Cliente:	CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS		
Dirección:	km 2 VÍA AL REFUGIO SEDE UIS GUATIGUARÁ PIEDECUESTA / SANTANDER		
Cliente (destino):	CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS		
Dirección (destino):	km 2 VÍA AL REFUGIO SEDE UIS GUATIGUARÁ PIEDECUESTA / SANTANDER		
Características del gas:	Fecha y hora de toma de muestra:	2024/08/26	1:20 p.m.
	ID:	GN_N120101	
	Sitio de toma de muestra:	Laboratorio de Ensayos	
	Punto de toma de muestra:	Cilindro de GNV	
	Descripción de la muestra:	Muestra de GLP	
	Presión de la muestra:	2 psi	
	Alcance del análisis:	CO ₂ , N ₂ , C ₁ – C ₁₀ (ASTM D1945, GPA 2286)	
Método de Ensayo:	Determinación de la composición de una Muestra de GLP, mediante la comparación de las áreas de respuesta de la muestra y las de cuatro (4) materiales de referencia gaseosos, obtenidas a partir de un análisis cromatográfico, siguiendo los lineamientos descritos en las normas: ASTM D1945-14 (2019) Numerales excluidos 7.2, 8.6, A.1., X1. GPA2286-14		
Trazabilidad metrológica:	Gas de Referencia # 1. Cilindro N°: 106059AW certificado de análisis 50147_106059AW_04272023 emitido por DCG Partnership I, LTD., con trazabilidad en masa a patrones del NIST. Gas de Referencia # 2. Cilindro N°: 200-1840 certificado de análisis 51153_200-1840_11092023 emitido por DCG Partnership I, LTD., con trazabilidad en masa a patrones del NIST. Gas de Referencia # 3. Cilindro N°: 101422AW certificado de análisis 46054_101422AW_02122021 emitido por DCG Partnership I, LTD. con trazabilidad en masa a valores de patrones de NIST. Gas de Referencia # 4. Cilindro N°: CC2020736424 certificado de análisis 43941_CC2020736424_02142020 emitido por DCG Partnership I, LTD., con trazabilidad en masa a patrones del NIST. Cromatógrafo de gases identificado como CG-002, con informe de generación de curvas: INFG-24-HCC-499-4972 Adicionalmente fueron utilizados instrumentos para medición de las magnitudes de influencia, cuya trazabilidad al SI es garantizada a través de calibraciones realizadas de acuerdo con el programa de Aseguramiento Metrológico del Laboratorio.		
Incertidumbre de medida:	La incertidumbre expandida de la medición reportada "U", se establece como la incertidumbre estándar de medición multiplicada por el factor de cobertura "k" y la probabilidad de cobertura, la cual debe ser aproximada al 95% y no menor a este valor.		
Lugar de Ensayo:	Laboratorio del CDT de GAS (km 2 vía Refugio, sede UIS Guatiguará, Piedecuesta - Santander - Colombia).		
Condiciones del Ensayo:	Temperatura ambiente: 20,4 °C ± 0,1 °C Humedad relativa: 62,8 % hr ± 0,2 % hr Presión atmosférica: 905,4 hPa ± 0,4 hPa		
Fecha de recepción:	2024/08/26	Fecha de análisis:	2024/08/26
		Fecha de emisión:	2024/09/18

Realizado por:

Adriana Alexandra Aparicio A.
Metrólogo



Firmado digitalmente por
Diana Marcela
Castillo Blanco
Fecha: 2024.09.18
16:58:06 -05'00'

Aprobado por:

Diana Marcela Castillo B.
Metrólogo Experto

Los resultados del presente reporte de análisis solo están relacionados a la muestra de gas y al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones. El laboratorio de Calibración y Ensayos de la Corporación CDT de GAS no se responsabiliza de los perjuicios que pueda ocasionar el uso inadecuado de los resultados.

Este reporte de análisis no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación del CDT de GAS.

INFORME DE ANÁLISIS

INFE-24-HCC-134-4972

Página 2 de 2

Condiciones del análisis:	Presión de entrada al cromatógrafo: 13,1 psi ± 0,1 psi (absoluto) Gas de arrastre: Hidrógeno (Grado 5.0)
Observaciones:	<p>Las condiciones ambientales reportadas corresponden al promedio y su variación (±) durante el proceso de análisis.</p> <p>El resultado de medición corresponde a la Composición Promedio ± U, en sus respectivas unidades.</p> <p>La unidad de composición reportada corresponde a: 1 cmol/mol = 1 %mol</p> <p>Las propiedades fisicoquímicas del gas se vinculan al SI a través de los factores de conversión establecidos en el "Guide for the Use of the International System of Units (SI) - NIST Special Publication 811, 2008 Edition".</p> <p>Los resultados obtenidos en el análisis cromatográfico y reportados en el presente informe corresponden a la muestra de gas en las condiciones en que se recibió.</p> <p>Factores de conversión: 1 psi=6,894757 kPa 1 Btu/ft³=37258,95 J/m³ 1 lb/ft³=16,01846 kg/m³</p>

Resultados del análisis:

COMPONENTE	COMPOSICIÓN	DESVEST	U	F. COBERTURA
	cmol/mol	cmol/mol	cmol/mol	k
Nitrógeno	1,394	0,001	0,034	2,01
Metano	0,427	0,003	0,063	2,57
Dióxido de Carbono	0,254	0,001	0,084	2,00
Etano	2,882	0,011	0,049	2,01
Propano	70,564	0,18	0,38	2,23
Isobutano	13,74	0,05	0,16	2,36
n-Butano	10,552	0,10	0,20	2,78
Isopentano	0,1480	0,0024	0,0045	2,36
n-Pentano	0,0340	0,0005	0,0034	2,00
n-Hexano	0,0030	0,0005	0,0028	2,01
n-Heptano	0,0020	0,0005	0,0008	2,45
n-Octano**	-	-	-	-
n-Nonano**	-	-	-	-
n-Decano**	-	-	-	-

**Componente por debajo del límite de detección del método (Establecido como 0,0005 %mol)

Fin del Reporte

ANEXO D. Certificado de calibración del analizador de combustión



CALIBRATION CERTIFICATE

For gas analyser: **OPTIMA**
 With serial number: **358405**

The adjustment and calibration of the flue gas analyser is due to a measurement with certified test gases. Other measuring procedures correspond with the technical regulations and norms valid at the time of the measurement. All equipment used is being checked periodically. Traceability is guaranteed by national normative!

Measuring installations:

Measurement with certified test gases:

CO/O2	Cylinder-Nr. 75402	NO	Cylinder-Nr. 74478
CO/H2/O2	Cylinder-Nr. 94297	NO2	Cylinder-Nr. 597043
SO2	Cylinder-Nr. D59T0PF	H2S	Cylinder-Nr. 95894
CO2	Cylinder-Nr. 4	CH4	Cylinder-Nr. 100

MRU-Pressure calibrator DK1500 S/N 286359
 MRU-Temp.-calibrator TT2

Measuring results:

	Nominal value	Tolerance value	Actual value
El. Chemical			
O2 in vol%	0,00	+/- 0,2	-0,01
O2 in vol%	2,00	+/- 0,2	1,94
O2 in vol%	10,08	+/- 0,2	10,08
CO in ppm	499,9	+/- 25	501,8
NO in ppm	80,0	+/- 4	80,3
NO2 in ppm	51,2	+/- 5	51,6
SO2 in ppm	494,0	+/- 25	499,9
H2S in ppm	96,3	+/- 5	Not installed
CO (2%) in vol. %	1,032	+/- 0,05	Not installed
CO(10%) in vol.%	5,000	+/- 0,25	Not installed
NDIR:			
CO2 in Vol. %	10,0	+/- 0,3	10,1
CO2 in Vol. %	40,0	+/- 1,2	Not installed
CH4 in Vol. %	60,0	+/- 1,8	Not installed
T-Air in °C	125,0	+/- 1,0	124,8
T-Gas in °C	250,0	+/- 2,0	250,1
Draft in hPa	measuring range are according specifications	+/- 0,03	Values are within specified tolerances
Pressure in hPa	measuring range are according specifications	+/- 0,03	Not installed

Date of calibration: 28. August 2024

Document valid without signature



MRU GmbH, Fuchshalde 8, D-74172 Neckarsulm-Obereisesheim
 Phone +49 71 32 99 62-0, Fax +49 71 32 99 62-20
 email: info@mru.de. site: www.mru.eu

Managing director: Erwin Hintz
 HRB 102913, Amtsgericht Stuttgart
 USt.-IdNr. DE 145778975

ANEXO E. Certificado de calibración medidores controladores de flujo



ISO/IEC 17025:2017
10-LAC-013

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CERT-24-VOQ-372-4972

Página 1 de 2

Cliente:	CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS		
Dirección:	km 2 VÍA AL REFUGIO SEDE UIS GUATIGUARÁ PIEDECUESTA / SANTANDER		
Cliente (destino):	CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS		
Dirección (destino):	km 2 VÍA AL REFUGIO SEDE UIS GUATIGUARÁ PIEDECUESTA / SANTANDER		
Instrumento:	Descripción:	MEDIDOR DE FLUJO	
	Fabricante:	ALICAT SCIENTIFIC	
	Modelo:	MB-2SLPM-D	
	S/N:	170880	
	ID:	QL-059	
	Intervalo de Medición:	0,006 L/min a 2,01 L/min (Calibrado)	
Método de Calibración:	El método de calibración utilizado, consiste en la comparación del caudal indicado por el patrón, referido a condiciones del medidor, y el caudal indicado por el medidor a calibrar, de acuerdo a los lineamientos descritos en el Reglamento de Prueba del PTB Tomo 29, 2003, Versión en Alemán.		
Trazabilidad metrológica:	Patrón primario tipo Pistón, identificado como VL-018, con certificado de calibración N° INFG-19-GEN-393-3362, emitido por la Corporación CDT de GAS, trazable al Sistema Internacional. Adicionalmente fueron utilizados instrumentos para medición de las magnitudes de influencia, cuya trazabilidad al SI es garantizada a través de calibraciones realizadas de acuerdo con el programa de Aseguramiento Metrológico del Laboratorio.		
Incertidumbre de medida:	La incertidumbre expandida de la medición reportada "U", se establece como la incertidumbre estándar de medición multiplicada por el factor de cobertura "k" y la probabilidad de cobertura, la cual debe ser aproximada al 95% y no menor a este valor.		
Lugar de calibración:	Laboratorio del CDT de GAS (km 2 Vía Refugio, Sede UIS Guatiguará, Piedecuesta – Santander - Colombia).		
Condiciones de Calibración:			
Gas de Calibración:	Aire Seco Comprimido	Presión Atmosférica:	906,5 hPa ± 0,4 hPa
Temperatura:	19,1 °C ± 0,1 °C		
Humedad Relativa:	49,7 % hr ± 1,8 % hr		
Fecha de Recepción:	2024/03/18	Fecha de Calibración:	2024/03/19
		Fecha de Emisión:	2024/04/12
Calibrado por:	Andrés Manuel Muñoz C. Metrólogo  Firmado digitalmente por Diana Marcela Castillo Blanco Fecha: 2024.04.12 10:42:11 -05'00'		
Aprobado por:	Diana Marcela Castillo B. Metrólogo Experto		

Los resultados del presente certificado de calibración solo están relacionados al instrumento y al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones.

El laboratorio de Calibración y Ensayos de la Corporación CDT de GAS no se responsabiliza de los perjuicios que pueda ocasionar el uso inadecuado del instrumento.

Este certificado de calibración no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación del CDT de GAS.

CENTRO DE METROLOGÍA DE FLUIDOS - CENTRO DE CONTROL DE CALIDAD - SOLUCIONES TECNOLÓGICAS
SEDE ADMINISTRATIVA Cra 23 # 106-08 Provenza, Bucaramanga/Colombia // Tel: (57) 312 3505221
SEDE UIS GUATIGUARÁ km2 VÍA REFUGIO, Piedecuesta/Colombia
Tel: (607) 6542266 / (57) 310 2074550 / (57) 310 5501140 / Email: administrador@cdtdegas.com

www.cdtdegas.com

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CERT-24-VOQ-372-4972

Página 2 de 2

Estado del Instrumento:	Los elementos se encontraron en óptimas condiciones para calibración.
Observaciones:	<p>Las condiciones ambientales reportadas corresponden al promedio y su variación (\pm) durante el proceso de calibración.</p> <p>El resultado de medición corresponde al Error Promedio \pm U, del caudal medido.</p> <p>La resolución del instrumento es de 0,001 L/min.</p> <p>Los errores sistemáticos de la medición aplican únicamente cuando se utiliza el medidor de flujo con aire seco como fluido de trabajo y con la indicación del display.</p> <p>Las indicaciones promedio del instrumento son expresadas a las condiciones base reportadas para el medidor (25 °C y 1 atm).</p>

Resultados de Calibración:

Indicación Promedio Instrumento	Error de Indicación	Desviación Estándar	U	k
[L/min]	[L/min]	[L/min]	[L/min]	--
0,00600	-0,00087	0,00041	0,00069	2,01
0,5026	0,0026	0,0008	0,0025	2,13
1,0020	0,0031	0,0005	0,0026	2,02
1,5010	0,0049	0,0007	0,0042	2,05
2,0143	0,0077	0,0010	0,0081	2,09

Fin del Certificado

ISO/IEC 17025:2017
10-LAC-013

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CERT-25-VOQ-246-5249

Página 1 de 2

Cliente:	CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS														
Dirección:	km 2 VÍA AL REFUGIO SEDE UIS GUATIGUARÁ PIEDECUESTA / SANTANDER														
Cliente (destino):	CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS														
Dirección (destino):	km 2 VÍA AL REFUGIO SEDE UIS GUATIGUARÁ PIEDECUESTA / SANTANDER														
Instrumento:	Descripción:	MEDIDOR DE FLUJO													
	Fabricante:	ALICAT SCIENTIFIC													
	Modelo:	MC-10SLPM-D/5M													
	S/N y/o ID:	S/N: 55386 ID: QL-068													
	Intervalo de Medición:	1,00 L/min a 10,00 L/min (Calibrado)													
Método de Calibración:	El método de calibración utilizado, consiste en la comparación del caudal indicado por el patrón, referido a condiciones del medidor, y el caudal indicado por el medidor a calibrar, de acuerdo a los lineamientos descritos en el <i>PTB-Prüfregeln Band 29. Messgeräte für Gas – Gaszähler Prüfung von Volumengaszählern mit Luft bei Atmosphärendruck, 2003</i> .														
Trazabilidad metrológica:	Medidor tipo Cámara Húmeda, identificado como VL-006, con certificado de calibración No. CERT-24-VOQ-764-4972, emitido por Corporación CDT de GAS acreditado por ONAC., trazable al Sistema Internacional. Adicionalmente fueron utilizados instrumentos para medición de las magnitudes de influencia, cuya trazabilidad al SI es garantizada a través de calibraciones realizadas de acuerdo con el programa de Aseguramiento Metrológico del Laboratorio.														
Incertidumbre de medida:	La incertidumbre expandida de la medición reportada "U", se establece como la incertidumbre estándar de medición multiplicada por el factor de cobertura "k" y la probabilidad de cobertura, la cual debe ser aproximada al 95% y no menor a este valor.														
Lugar de calibración:	Laboratorio del CDT de GAS (km 2 Vía Refugio, Sede UIS Guatiguará, Piedecuesta – Santander - Colombia).														
Condiciones de Calibración:	<table border="0"> <tr> <td>Gas de Calibración:</td> <td>Aire Seco Comprimido</td> <td>Presión Atmosférica:</td> <td>904,9 hPa ± 1,1 hPa</td> </tr> <tr> <td>Temperatura:</td> <td>19,8 °C ± 0,1 °C</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Humedad Relativa:</td> <td>49,7 % hr ± 0,6 % hr</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>			Gas de Calibración:	Aire Seco Comprimido	Presión Atmosférica:	904,9 hPa ± 1,1 hPa	Temperatura:	19,8 °C ± 0,1 °C			Humedad Relativa:	49,7 % hr ± 0,6 % hr		
Gas de Calibración:	Aire Seco Comprimido	Presión Atmosférica:	904,9 hPa ± 1,1 hPa												
Temperatura:	19,8 °C ± 0,1 °C														
Humedad Relativa:	49,7 % hr ± 0,6 % hr														
Fecha de Recepción:	2025/02/03	Fecha de Calibración:	2025/02/27												
		Fecha de Emisión:	2025/03/17												
Calibrado por:	<p>Deivert Farick Blanco M. Metrólogo</p>  <p>Firmado digitalmente por Jhon Alejandro Angulo Pineda Fecha: 2025.03.17 07:55:14 -05'00'</p>														
Aprobado por:	<p>Jhon Alejandro Angulo P. Líder Centro de Metrología de Fluidos</p>														

Los resultados del presente certificado de calibración solo están relacionados al instrumento y al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones. El laboratorio de Calibración y Ensayos de la Corporación CDT de GAS no se responsabiliza de los perjuicios que pueda ocasionar el uso inadecuado del instrumento.
Este certificado de calibración no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación del CDT de GAS.

Estado del Instrumento:	Los elementos se encontraron en óptimas condiciones para calibración.
Observaciones:	<p>Las condiciones ambientales reportadas corresponden al promedio y su variación (\pm) durante el proceso de calibración.</p> <p>El error de medición y la incertidumbre expandida se expresan de forma absoluta al caudal medido. El resultado de medición corresponde al Error Promedio \pm U, del caudal medido.</p> <p>Las indicaciones promedio del instrumento son expresadas a condiciones base del medidor (15,5463 °C y 1013,25 hPa tomados del manual del fabricante).</p> <p>La resolución del instrumento es de 0,01 L/min.</p> <p>Los errores sistemáticos de la medición aplican únicamente cuando se utiliza el medidor de flujo con la indicación desde el Software FlowVision 2.0 y con aire seco como fluido de trabajo.</p> <p>Se adjunta al informe una estampilla de calibración.</p>

Indicación Promedio Instrumento	Error de Indicación	Desviación Estándar	U	k
[L/min]	[L/min]	[L/min]	[L/min]	--
1,00	0,01	0,01	0,01	2,31
2,00	0,02	0,02	0,03	2,57
4,00	0,04	0,01	0,02	2,09
6,00	0,08	0,03	0,04	2,45
8,00	0,11	0,01	0,03	2,05
10,00	0,11	0,03	0,04	2,31

Fin del Certificado

ISO/IEC 17025:2017
10-LAC-013

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CERT-25-VOQ-267-5249

Página 1 de 2

Cliente:	CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS														
Dirección:	km 2 VÍA AL REFUGIO SEDE UIS GUATIGUARÁ PIEDECUESTA / SANTANDER														
Cliente (destino):	CORPORACIÓN CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS														
Dirección (destino):	km 2 VÍA AL REFUGIO SEDE UIS GUATIGUARÁ PIEDECUESTA / SANTANDER														
Instrumento:	Descripción:	MEDIDOR DE FLUJO													
	Fabricante:	ALICAT SCIENTIFIC													
	Modelo:	MC-5SLPM-D/5M													
	S/N y/o ID:	S/N: 104838 ID: QL-069													
	Intervalo de Medición:	1,00 L/min a 5,00 L/min (Calibrado)													
Método de Calibración:	El método de calibración utilizado, consiste en la comparación del caudal indicado por el patrón, referido a condiciones del medidor, y el caudal indicado por el medidor a calibrar, de acuerdo a los lineamientos descritos en el <i>PTB-Prüfregeln Band 29. Messgeräte für Gas – Gaszähler Prüfung von Volumenzählern mit Luft bei Atmosphärendruck. 2003</i> .														
Trazabilidad metrológica:	Patrón primario tipo Pistón, identificado como VL-018, con certificado de calibración N° INFC-24-VOQ-061-4972, emitido por la Corporación CDT de GAS acreditado por ONAC, trazable al Sistema Internacional. Adicionalmente fueron utilizados instrumentos para medición de las magnitudes de influencia, cuya trazabilidad al SI es garantizada a través de calibraciones realizadas de acuerdo con el programa de Aseguramiento Metrológico del Laboratorio.														
Incertidumbre de medida:	La incertidumbre expandida de la medición reportada "U", se establece como la incertidumbre estándar de medición multiplicada por el factor de cobertura "k" y la probabilidad de cobertura, la cual debe ser aproximada al 95% y no menor a este valor.														
Lugar de calibración:	Laboratorio del CDT de GAS (km 2 Vía Refugio, Sede UIS Guatiguará, Piedecuesta – Santander - Colombia).														
Condiciones de Calibración:	<table> <tr> <td>Gas de Calibración:</td> <td>Aire Seco Comprimido</td> <td>Presión Atmosférica:</td> <td>904,2 hPa ± 0,7 hPa</td> </tr> <tr> <td>Temperatura:</td> <td>19,9 °C ± 0,2 °C</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Humedad Relativa:</td> <td>53,3 % hr ± 1,8 % hr</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>			Gas de Calibración:	Aire Seco Comprimido	Presión Atmosférica:	904,2 hPa ± 0,7 hPa	Temperatura:	19,9 °C ± 0,2 °C			Humedad Relativa:	53,3 % hr ± 1,8 % hr		
Gas de Calibración:	Aire Seco Comprimido	Presión Atmosférica:	904,2 hPa ± 0,7 hPa												
Temperatura:	19,9 °C ± 0,2 °C														
Humedad Relativa:	53,3 % hr ± 1,8 % hr														
Fecha de Recepción:	2025/02/03	Fecha de Calibración:	2025/02/27												
		Fecha de Emisión:	2025/03/17												
Calibrado por:	<p>Deivert Farick Blanco M. Metrólogo</p>														
Aprobado por:	 <p>Diana Marcela Castillo B. Metrólogo Experto</p>														

Los resultados del presente certificado de calibración solo están relacionados al instrumento y al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones.
El laboratorio de Calibración y Ensayos de la Corporación CDT de GAS no se responsabiliza de los perjuicios que pueda ocasionar el uso inadecuado del instrumento.
Este certificado de calibración no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación del CDT de GAS.

ISO/IEC 17025:2017
10-LAC-013

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CERT-25-VOQ-267-5249

Página 2 de 2

Estado del Instrumento:	Los elementos se encontraron en óptimas condiciones para calibración.
Observaciones:	Las condiciones ambientales reportadas corresponden al promedio y su variación (\pm) durante el proceso de calibración. El error de medición y la incertidumbre expandida se expresan de forma absoluta al caudal medido. El resultado de medición corresponde al Error Promedio \pm U, del caudal medido. Las indicaciones promedio del instrumento son expresadas a condiciones base del medidor (15,556 °C y 1010 hPa tomados del manual del fabricante). La resolución del instrumento es de 0,01 L/min. Los errores sistemáticos de la medición aplican únicamente cuando se utiliza el medidor de flujo con la indicación desde el Software FlowVision 2.0 y con aire seco como fluido de trabajo. Se adjunta al informe una estampilla de calibración.
Resultados de Calibración:	

Indicación Promedio Instrumento	Error de Indicación	Desviación Estándar	U	k
[L/min]	[L/min]	[L/min]	[L/min]	--
1,0000	-0,0077	0,0006	0,0061	1,96
2,0000	-0,0171	0,0007	0,0072	1,96
3,0000	-0,0288	0,0008	0,0087	1,96
4,000	-0,050	0,001	0,01	1,96
5,000	-0,079	0,003	0,013	1,96

Fin del Certificado