

>> ISSN 2145-5716

>> Número 19

>> Diciembre 2024

MET&FLU

Ciencia - Tecnología - Innovación

25

Años

CDT DE GAS & EA



CDT DE GAS & EA

**Desde diciembre de 1999,
hemos avanzado con
compromiso y excelencia.
Hoy celebramos 25 años
de historia, con orgullo
por lo alcanzado y
entusiasmo por el futuro.
¡Gracias por ser parte de
este camino!**

EDITOR

GENERAL :

CARLOS EDUARDO GARCÍA
SÁNCHEZ, Ph.D.

Líder Investigación
y Relacionamento Externo

COMITÉ EDITORIAL :

HENRY ABRIL BLANCO
Director - CDT de Gas

JOSE AUGUSTO FUENTES
M.Sc.
Gestor Técnico - CDT de Gas

LUIS EDUARDO GARCÍA
SÁNCHEZ
Gerente Inline Fluid Systems

ARLEX CHAVES GUERRERO,
Ph.D.
Docente e Investigador - Universidad
Industrial de Santander

JUAN MANUEL ORTIZ
AFANADOR
Gerente - Polygon Energy

DIONISIO ANTONIO LAVERDE
CATAÑO, Ph.D.
Docente e Investigador - Universidad
Industrial de Santander

DISEÑADOR :

LEONARDO MANZANO
PAREDES
Diseñador

CONTENIDO MET&FLU

CIENCIA - TECNOLOGÍA - INNOVACIÓN

8 Seguridad en Laboratorios que Manejan Hidrógeno y Gases Inflamables: Principales Propiedades, Clasificación de Áreas y Sistemas de Seguridad Integral

22 Análisis Termodinámico en ANSYS del Llenado con Hidrógeno de un Cilindro de Almacenamiento Tipo III

32 Potenciostato de Bajo Costo: Principios de Funcionamiento y Aplicación en Sensores de Hidrógeno

44 Diseño del Sistema de Mezclado de Gas Natural con Hidrógeno de Alta Presión

Disponibilidad del gas natural en Colombia

El descubrimiento de Campo Ballena en La Guajira, en la década de 1970, condujo al desarrollo de la industria de gas natural en Colombia. Paulatinamente creció la infraestructura de transporte y utilización de este energético, inicialmente para reemplazar a otros combustibles usados para la cocción de alimentos, con grandes beneficios para la salud de las personas encargadas de esa labor. El gas natural continuó ganando importancia en la canasta energética colombiana, representando actualmente alrededor del 25 % de la energía primaria consumida en el país.

Sin embargo, la disponibilidad de gas natural en el país enfrenta grandes retos. Las reservas probadas de gas natural en Colombia han disminuido en los últimos años, pasando de 5 727 Gft³ (valor máximo, alcanzado en 2012) a 2 373 Gft³ en 2023, debido a la ausencia de descubrimientos de gran envergadura que puedan adicionarse a las reservas probadas o a las probables (las que tienen altas probabilidades de comercialización). La producción se ha

mantenido en promedio por encima de los 1000 Mft³/d. La información más reciente divulgada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) acerca de la prospección sobre la relación entre oferta y demanda del gas natural, para diferentes escenarios, se presenta en la Figura 1 (adaptada del Resumen ejecutivo - Documento complementario - Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 de la UPME).

En el análisis de la UPME, el escenario base de oferta es el denominado "Oferta 1", que incluye las reservas probadas y probables, más el potencial de importación de la planta de regasificación en Cartagena (450 GBTU/d), mientras que para la demanda el escenario base es "Demanda 2", que es considerada la evolución más probable del consumo. Contemplando esta combinación de oferta y demanda, se aprecia que a finales de 2026 se presentaría déficit de gas natural en el país durante un eventual Fenómeno del Niño, y a partir de 2029 se tendría déficit aún sin este fenómeno climático. Y hay





EDITORIAL

que tener en cuenta que en la oferta ya se está incluyendo la capacidad actual de importación de gas natural licuado. Es decir, en lo anterior "déficit" no se refiere a que habría que importar gas, sino a que ni siquiera importando gas natural a plena capacidad se lograría satisfacer la demanda.

Garantizar el abastecimiento de gas natural en el país requiere que se obtengan nuevas reservas nacionales, que se incremente la capacidad de importación de gas natural, o una combinación de las anteriores. Otra alternativa posible sería aprovechar la coyuntura para impulsar el biometano, y de esa manera comenzar una transición energética hacia los combustibles gaseosos renovables aprovechando la

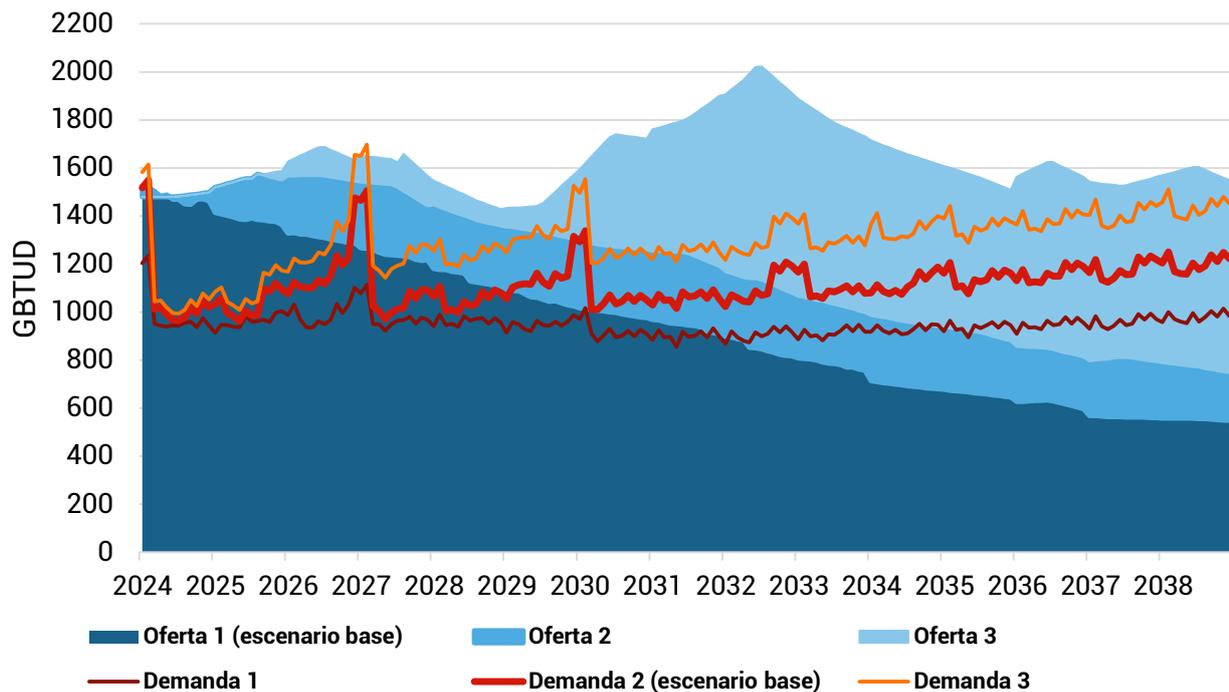


Figura 1. Prospección de oferta y demanda de gas natural en Colombia, de acuerdo con UPME en enero de 2025.

infraestructura existente. A continuación, se comentará brevemente cada una de estas opciones.

A mediano plazo, la mayor esperanza para el ingreso de nuevas reservas de gas natural en el balance son los pozos Sirius y Papayuela, que se encuentran en el mar frente a los departamentos del Magdalena y La Guajira. Se ha informado que las reservas en estos pozos pueden ser del doble de las reservas actuales del país. Aunque es importante tener en cuenta que, en caso de que las siguientes etapas para lograr la comercialización del gas avancen sin contratiempos, este gas estaría disponible en 2029. La identificación de otras fuentes de gas natural en el país requeriría de la reactivación de las actividades exploratorias.

Por el lado del incremento de la capacidad de importación, la UPME ha insistido desde hace años en la necesidad de instalar una nueva

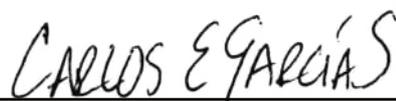
regasificadora de gas (para importar gas natural licuado) en Buenaventura. Sin embargo, ningún inversionista ha decidido embarcarse en ese proyecto. Adicional a esa planta, actualmente la UPME menciona también que se requiere otra regasificadora en el mar Caribe, probablemente en Barranquilla, y adaptaciones importantes en el sistema nacional de transporte de gas, incluyendo ampliaciones de capacidad en algunos tramos y la construcción de otros nuevos, para poder utilizar esa oferta adicional de gas natural importado.

Por último, está la alternativa de impulsar el biometano. Existen hoy en día algunos aprovechamientos de biogás, pero en general éste se utiliza para producir energía eléctrica, que a su vez se usa de manera local. Este es el caso de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Salitre en Bogotá, que produce unos 14 000 m³ de biogás al día por descomposición anaerobia de los

lodos provenientes del tratamiento de aguas residuales, y con este biogás genera hasta 4 MW de energía eléctrica, que utiliza para sus operaciones internas. O el de la granja de Huevos Kikes en Caloto, en donde se produce biogás a partir de gallinaza, que es usado para generar electricidad (2.6 MW), usada en la misma granja. En cambio, la opción de convertir el biogás en biometano, que consiste en tomar el biogás y removerle el dióxido de carbono, el sulfuro de hidrógeno y otras sustancias indeseables para poder mezclarlo con el gas natural en la misma tubería, no se ha implementado en el país. Existen diversas combinaciones de procesos de tratamiento con los que se puede transformar el biogás en biometano; la limitación práctica proviene de consideraciones económicas. Pero ante la perspectiva de un desabastecimiento de gas natural, e

incluso una posible dependencia de importaciones de este energético, puede ser importante que se generen los incentivos necesarios para suplir las necesidades de gas natural, al menos parcialmente, por medio de biometano. También vale la pena mencionar que el país tiene un gran potencial de producción de biogás, debido a la disponibilidad de biomasa residual, incluyendo (pero sin limitarse a) la de rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de aguas residuales.

El país se encuentra en un momento importante para tomar decisiones a futuro que permitan continuar aprovechando la infraestructura desplegada de gas natural, extendiendo los beneficios para la industria, el transporte y la salud de la población que ha traído este energético (siendo el más "limpio" entre los combustibles fósiles),



CARLOS EDUARDO GARCIA SANCHEZ

Editor General

Revista Met&Flu

REFERENCIAS

- [1] Baena-Moreno F. M., Malico I., Rodríguez-Galán M., Serrano A., Feroso F. G., Navarrete B. 2020. The importance of governmental incentives for small biomethane plants in South Spain. *Energy* 206: 118258.
- [2] La República. 2024. Los pozos de Sirius y Papayuela son la nueva esperanza para subir las reservas de gas. Recurso web, disponible en <https://www.larepublica.co/economia/pozos-offshore-de-sirius-y-papayuela-son-nueva-la-esperanza-para-las-reservas-de-gas-3968257>
- [3] Naturgas. 2024. Pozo Sirius-2, antes Uchuva 2, es la mayor reserva de gas en la historia de Colombia: Ecopetrol. Recurso web, disponible en <https://naturgas.com.co/pozo-sirius-2-antes-uchuva-2-es-la-mayor-reserva-de-gas-en-la-historia-de-colombia-ecopetrol/>
- [4] Naturgas. 2024. El potencial del Biogás y Biometano en Colombia. Recurso web, disponible en <https://naturgas.com.co/el-potencial-del-biogas-y-biometano-en-colombia/>
- [5] Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, European Association of Geoscientists & Engineers. 2018. Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS por sus siglas en inglés).
- [6] Unidad de Planeación Minero Energética. 2025. Resumen ejecutivo - Documento complementario - Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038.
- [7] Unidad de Planeación Minero Energética. 2024. Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038.



Seguridad en Laboratorios que Manejan Hidrógeno y Gases Inflamables: Principales Propiedades, Clasificación de Áreas y Sistemas de Seguridad Integral

Safety in Laboratories Handling Hydrogen and Flammable Gases: Major Properties, Area Classification and Integrated Safety Systems

Carlos José Pabón Hernández^{1*}

¹Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, Parque Tecnológico UIS Guatiguará, km 2 vía El Refugio, Piedecuesta, Colombia.

* Correo electrónico: carlos.josepabon.hernandez@gmail.com

Resumen

El manejo de hidrógeno y otros gases inflamables en entornos de laboratorio presenta desafíos únicos debido a ciertas propiedades físicas y químicas, especialmente en el caso del hidrógeno, caracterizado por un amplio rango de inflamabilidad, baja energía de ignición y elevada difusividad. Este artículo examina las propiedades del hidrógeno que inciden en la seguridad en el laboratorio y analiza las normativas NFPA 70 e IEC 60079 para la clasificación de áreas peligrosas. Asimismo, se describen las consideraciones clave para la selección de equipos y sensores adecuados, con el fin de minimizar los riesgos de ignición en función de la clasificación de áreas. Además, se detallan recomendaciones para configurar un enfoque integral de seguridad, incluyendo el uso de controles centralizados, redes de sensores, sistemas de ventilación y alarmas que permitan detectar y responder a condiciones peligrosas de manera automática. El artículo concluye subrayando la necesidad de un enfoque integral que abarque tanto medidas técnicas como procedimientos operativos, a fin de garantizar la seguridad en laboratorios donde se manipulan hidrógeno y otros gases inflamables.

Abstract

Handling hydrogen and other flammable gases in laboratory environments presents unique challenges due to certain physical and chemical properties, especially in the case of hydrogen, which is characterized by a wide flammability range, low ignition energy and high diffusivity. This article examines the properties of hydrogen that impact safety in the laboratory and discusses NFPA 70 and IEC 60079 standards for hazardous area classification. Key considerations for selecting appropriate equipment and sensors to minimize ignition hazards based on area classification are described. In addition, recommendations are detailed for configuring a comprehensive safety approach, including the use of centralized controls, sensor networks, ventilation systems and alarms to automatically detect and respond to hazardous conditions. The article concludes by stressing the need for a holistic approach that encompasses both technical measures and operational procedures to ensure safety in laboratories where hydrogen and other flammable gases are handled.

Palabras clave

Hidrógeno, Seguridad en laboratorios, Gases inflamables, Clasificación de áreas, Sistemas integrados de seguridad.

Introducción

El hidrógeno se ha convertido en un elemento clave en diversas aplicaciones industriales y en múltiples líneas de investigación, gracias a su potencial como vector energético, siempre y cuando se produzca a partir de fuentes bajas en carbono. Sin embargo, su manipulación presenta desafíos significativos en términos de seguridad, especialmente en entornos de laboratorio donde se realizan experimentos y procesos a pequeña escala, pero con riesgos potencialmente altos. Las propiedades únicas del hidrógeno, como su bajo límite inferior de inflamabilidad, energía mínima de ignición extremadamente baja y alta capacidad de difusión, requieren una comprensión profunda y medidas de seguridad específicas [1]. La seguridad en laboratorios que manejan hidrógeno y otros gases inflamables no solo depende de la implementación de equipos de protección, sino también de una correcta clasificación de áreas según normativas reconocidas internacionalmente, como la NFPA 70 (National Electrical Code) y la serie IEC 60079 (Explosive Atmospheres). Estas normativas proporcionan guías para identificar zonas de riesgo y seleccionar los equipos y sistemas adecuados para prevenir accidentes [2][3]. Este artículo tiene como objetivo proporcionar una visión integral de los aspectos críticos relacionados con la seguridad en laboratorios que manipulan hidrógeno y gases inflamables. Se abordarán las propiedades fundamentales del hidrógeno que afectan la seguridad, los fundamentos de la clasificación de áreas peligrosas, los requerimientos de equipos según dicha clasificación y la implementación de sistemas integrados de seguridad en el laboratorio. Al final, se espera que el lector comprenda la importancia de un enfoque holístico que combine medidas técnicas y operativas

para garantizar un entorno seguro en el manejo de estos gases.

Metodología

1. Principales Propiedades del Hidrógeno para la Seguridad en el Laboratorio

El hidrógeno es un gas con propiedades físicas y químicas únicas que requieren especial atención en términos de seguridad en el laboratorio. Las propiedades clave del hidrógeno son [1]:

- **Límite Inferior de Inflamabilidad (LFL) y Límite Superior de Inflamabilidad (UFL):**

El hidrógeno es inflamable en concentraciones en aire que van desde el 4% (LFL) hasta el 75% (UFL) en volumen. Esto indica que puede formar mezclas explosivas en diversas condiciones. No obstante, que una fuga genere una atmósfera peligrosa depende de múltiples factores, como la ventilación, la geometría del espacio o la presencia de fuentes de ignición. Por ello, es fundamental contar con sistemas de detección de fugas y una ventilación eficaz en los espacios donde se manipule hidrógeno [1].

- **Energía Mínima de Ignición (EMI):**

El hidrógeno requiere únicamente 0,017 mJ de energía para encenderse, un valor considerablemente menor que el de otros gases inflamables comunes. Esta característica lo hace susceptible a fuentes de ignición poco evidentes, como las descargas electrostáticas. Por ello, resulta esencial identificar y reducir posibles fuentes de ignición en zonas donde se utilice hidrógeno [1].

- **Alta Difusividad y Baja Densidad:**

Como el hidrógeno es mucho más ligero que el aire, tiende a ascender rápidamente y se dispersa con facilidad.

Esto puede dificultar la detección de fugas y hace que se acumule en espacios altos, lo cual tiene implicaciones importantes para el diseño de los sistemas de ventilación y la ubicación de sensores en puntos elevados [1].

- **Poder Calorífico Inferior (LHV):**

Cuando el hidrógeno se quema, libera una gran cantidad de energía, aproximadamente 119,9 MJ/kg, lo cual puede causar daños serios. Esto destaca la necesidad de tener medidas de prevención robustas y sistemas de mitigación para reducir los impactos de una posible ignición [1].

- **Temperatura de Autoignición:**

El hidrógeno puede hacer autoignición a aproximadamente 520 °C, una temperatura más baja que la de otros gases inflamables. Esto aumenta el riesgo en entornos donde pueden generarse altas temperaturas, y hace esencial utilizar materiales y equipos adecuados para estas condiciones [1].

2. Fundamentos de Clasificación de Áreas según la NFPA 70 y IEC 60079

En los laboratorios que manejan gases inflamables, como el hidrógeno, clasificar correctamente las áreas peligrosas es clave para implementar medidas de seguridad adecuadas. La NFPA 70 y la IEC 60079 ofrecen sistemas de clasificación que ayudan a identificar los tipos de materiales inflamables y el nivel de riesgo, facilitando la selección de equipos de protección y el establecimiento de medidas de control aptas para cada área de riesgo. Aunque ambas normas utilizan enfoques y nomenclaturas ligeramente diferentes (Clases y Divisiones/Zonas en la NFPA 70, frente a

Grupos y Zonas en la IEC 60079), se pueden correlacionar para alinear los requisitos de seguridad en instalaciones donde existen atmósferas explosivas [3][4].

NFPA 70 (Código Eléctrico Nacional)

La NFPA 70, también conocida como el Código Eléctrico Nacional (NEC), es una normativa desarrollada por la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (NFPA) en los Estados Unidos [3]. Establece los requisitos para la instalación segura de sistemas eléctricos en ambientes con atmósferas peligrosas. La NFPA 70 proporciona guías para clasificar áreas peligrosas en función de la probabilidad y duración de presencia de atmósferas explosivas, permitiendo así la selección de equipos eléctricos y sistemas de seguridad adecuados para cada tipo de ambiente [3].

De acuerdo con la NFPA 70, los lugares peligrosos se clasifican según las propiedades de las sustancias presentes, tales como: gases inflamables, vapores inflamables generados por líquidos, vapores combustibles generados por líquidos, polvos combustibles, fibras/partículas combustibles. En este contexto, la Clase I que es la que se va a revisar se refiere a áreas en las que pueden existir gases o vapores en el aire en concentraciones que podrían dar lugar a atmósferas explosivas. Esta clasificación se aplica a áreas de superficie (excluyendo la minería subterránea) y se organiza en Divisiones o Zonas, considerando tanto la probabilidad como la frecuencia de la presencia de cantidades o concentraciones inflamables o combustibles. Para determinar la clasificación, cada cuarto, sección o área debe evaluarse de manera individual. Además, se asigna un grupo

de riesgo específico a cada gas, y aquellos lugares en los que únicamente se manipulan materiales pirofóricos quedan fuera del alcance de este artículo. Esta clasificación es especialmente relevante en laboratorios que manejan hidrógeno, ya que el hidrógeno se dispersa rápidamente y es altamente inflamable, lo que puede facilitar la formación de atmósferas explosivas bajo determinadas condiciones.

- **División 1:** áreas donde se espera que una atmósfera explosiva esté presente en condiciones normales de operación o con frecuencia. Esto significa que el equipo y los sistemas en esta área deben estar diseñados para soportar la posibilidad de una atmósfera explosiva de manera continua.
 - *Ejemplo en un laboratorio:* zonas de almacenamiento de hidrógeno o puntos de conexión donde este gas se maneja regularmente.
- **División 2:** áreas que presentan un riesgo menor, ya que la atmósfera explosiva es improbable en condiciones normales y solo se formaría en caso de una falla o emergencia.
 - *Ejemplo en un laboratorio:* áreas adyacentes a los puntos de almacenamiento de hidrógeno, donde el gas solo se liberaría en situaciones de emergencia.

Además de las divisiones, la NFPA 70 adopta un sistema de Zonas (0, 1 y 2) para clasificar áreas según la probabilidad y duración de la presencia de atmósferas explosivas [3]:

- **Zona 0:** área donde una atmósfera explosiva de gas está presente de manera continua o durante largos

períodos. En laboratorios de hidrógeno, esto podría incluir cámaras selladas donde el hidrógeno esté en contacto constante con el aire.

- Ejemplo en un laboratorio: cámaras de pruebas con hidrógeno que están completamente confinadas.
- **Zona 1:** área donde una atmósfera explosiva es probable en condiciones normales de operación, aunque no de forma continua.
 - Ejemplo en un laboratorio: áreas cercanas a válvulas y puntos de conexión de hidrógeno, donde el gas se libera de forma intermitente.
- **Zona 2:** área donde una atmósfera explosiva es improbable en condiciones normales de operación, pero puede formarse en caso de fallos o emergencias.
 - Ejemplo en un laboratorio: áreas cercanas a zonas de riesgo, donde solo una falla permitiría la liberación de gas.

Esta clasificación en zonas permite adaptar el nivel de seguridad al riesgo de cada área: Zona 0 para presencia continua de gases inflamables, Zona 1 para una presencia frecuente pero no constante, y Zona 2 para una presencia improbable que solo podría ocurrir en emergencias [3].

Dentro de la Clase I, la NFPA 70 clasifica los gases y vapores inflamables en cuatro grupos (A, B, C y D) con base en sus características de ignición y explosividad, particularmente el valor de separación de seguridad experimental (MESG) y la relación de corriente de ignición mínima (MIC). El objetivo de esta clasificación es identificar el nivel de protección requerido por los equipos

y sistemas instalados en áreas peligrosas [3].

- **Grupo A (acetileno):** se caracteriza por una gran facilidad de ignición y un alto riesgo de explosión, dada su muy baja MESG. Por su alta peligrosidad, requiere medidas de seguridad extremadamente rigurosas [3].
- **Grupo B (hidrógeno):** presenta valores de MESG muy bajos ($\leq 0,45$ mm) o una relación MIC muy reducida ($\leq 0,40$), lo que implica alta susceptibilidad a la ignición [3].
- **Grupo C (etileno):** posee valores de MESG y MIC intermedios (MESG entre $>0,45$ mm y $\leq 0,75$ mm; MIC entre $>0,40$ y $\leq 0,80$) [3].
- **Grupo D (propano):** tienen valores de MESG relativamente más altos ($>0,75$ mm) o una relación MIC mayor a 0,80, indicando un menor riesgo comparativo de explosión [3].

IEC 60079 (Atmósferas Explosivas)

La IEC 60079, desarrollada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), es una serie de normas internacionales que establece los

requisitos de seguridad para equipos y sistemas utilizados en atmósferas explosivas [4]. Su enfoque está en clasificar y diseñar equipos para minimizar los riesgos de explosión en entornos donde pueden estar presentes gases, vapores, polvos o fibras combustibles.

En el contexto de laboratorios que manejan gases inflamables como el hidrógeno, la IEC 60079 organiza las áreas peligrosas en el Grupo II, que se aplica a áreas de superficie con gases y vapores inflamables [4]. Dentro del Grupo II, la IEC utiliza subgrupos para clasificar los gases en función de su facilidad de ignición y el riesgo de explosión:

- **IIA:** gases menos explosivos, como el propano, que requieren mayor energía para encenderse.
- **IIB:** gases de riesgo intermedio, como el etileno, que necesitan protecciones adicionales.
- **IIC:** gases altamente explosivos y fáciles de encender, como el hidrógeno y el acetileno.

Además, la IEC 60079 clasifica las áreas de riesgo en Zonas (0, 1 y 2), que describen la probabilidad y duración de

Tabla 1. Correspondencia entre la Clasificación NFPA 70 e IEC 60079

NFPA 70	IEC 60079	Descripción
División 1	Zona 0/1	Presencia continua o frecuente de atmósferas explosivas.
División 2	Zona 2	Presencia poco probable de atmósferas explosivas en condiciones normales.
Grupos A, B, C, D	Subgrupos IIC, IIB, IIA	Clasificación basada en características de ignición y explosividad del gas o vapor.

la presencia de atmósferas explosivas siguiendo la clasificación explicada en la sección anterior para las Zonas 0, 1 y 2 [4].

Equivalencias entre NFPA 70 e IEC 60079

Aunque la NFPA 70 (EE.UU.) y la IEC 60079 (internacional) usan metodologías de clasificación basadas en la naturaleza y frecuencia de atmósferas explosivas, existen correspondencias aproximadas entre sus sistemas, tal como se muestra en la Tabla 1.

Estas correspondencias permiten al personal técnico adaptar los requerimientos de un estándar a otro, teniendo en cuenta, eso sí, que existen matices y diferencias específicas en cuanto a la terminología y las pruebas de validación para los equipos.

3. Requerimientos de Equipos por Clasificación

En laboratorios que manejan gases inflamables, la selección de equipos adecuados es fundamental para garantizar la seguridad y mitigar los riesgos de explosión. Los sistemas de clasificación de áreas, brindados por la NFPA 70 y complementados con las normas internacionales IEC 60079, establecen criterios esenciales para la selección e instalación de equipos eléctricos y sistemas de detección según los niveles de riesgo en cada zona [3][4].

Equipos Eléctricos

Para minimizar el riesgo de ignición en áreas peligrosas, se requiere que todos los dispositivos eléctricos, como

interruptores, luces y motores, cumplan con estándares de seguridad específicos. La NFPA 70 clasifica estos equipos en dos tipos principales: a prueba de explosiones y de seguridad intrínseca [3]. Los equipos a prueba de explosiones están diseñados para contener cualquier explosión interna sin permitir que se propague al ambiente externo, lo que es crucial en ambientes donde una chispa podría detonar gases inflamables. Por otro lado, los equipos de seguridad intrínseca están limitados en potencia y energía, de modo que incluso en caso de fallo, no pueden producir una chispa o temperatura suficiente para causar una explosión [3][4].

Según la clasificación de la IEC 60079, el tipo de protección intrínsecamente segura requerido varía en función de la probabilidad y duración de la presencia de una atmósfera explosiva. En este estándar, se emplean las denominaciones "ia", "ib" e "ic" para describir el nivel de seguridad de los equipos eléctricos en zonas con distinto grado de riesgo. Un elemento clave en esta clasificación es el concepto de falla contable (*countable fault*), que se refiere a aquellos fallos individuales en un componente o parte del circuito que se pueden identificar y cuantificar, y que ponen a prueba la capacidad del sistema para impedir una ignición [4].

- **Zona 0: equipos de tipo "ia"**

- Requiere nivel máximo de seguridad, porque la atmósfera explosiva está presente en condiciones normales de operación de forma continua o prolongada.
- Estos equipos deben poder tolerar hasta dos fallas contables sin originar una fuente de ignición.

- Por su alto nivel de protección, pueden emplearse también en Zonas 1 y 2.

- **Zona 1: equipos de tipo "ib"**

- Indicados para atmósferas explosivas que son probables en condiciones normales, aunque no permanentes.
- Deben soportar una falla contable sin perder la condición de seguridad.
- Son de nivel intermedio de protección, aptos para Zonas 1 y 2.

- **Zona 2: equipos de tipo "ic"**

- Se aplican donde la atmósfera explosiva es poco probable en condiciones normales y solo podría formarse en caso de emergencia.
- Generalmente, no se contemplan fallas contables (o bien se admite un nivel más básico de tolerancia a fallas), ya que la probabilidad de presencia de gas es muy baja.
- Son de nivel mínimo de protección, suficiente en Zonas 2 con riesgo reducido.

Mediante esta clasificación, se seleccionan los equipos de acuerdo con la probabilidad de que exista una atmósfera explosiva y la capacidad del sistema para manejar las fallas que pudieran presentarse.

Sensores y Detectores

La detección precisa de una fuga o falla es esencial en áreas clasificadas, y los sensores utilizados deben ser adecuados tanto para el tipo de gas como para la clasificación de riesgo. La NFPA 70 recomienda la instalación de

sensores de detección continua en puntos críticos, como techos y áreas confinadas, donde el gas pueda acumularse y alcanzar niveles peligrosos [3]. Por otro lado, la IEC 60079-29-1 establece que los sensores deben cumplir con un grado de sensibilidad adecuado y rápida capacidad de respuesta para detectar concentraciones de gas que se aproximen al límite inferior de inflamabilidad (LFL), para una protección rápida y efectiva [5].

Entre los tipos de sensores recomendados se incluyen:

- **Sensores catalíticos:** estos sensores son adecuados para detectar mezclas de gas que incluyen hidrógeno y metano. Funcionan mediante el principio de combustión catalítica, por lo que son efectivos en la detección de concentraciones de gas peligrosas en entornos industriales [2][5].
- **Sensores electroquímicos:** funcionan a través de reacciones químicas controladas y son útiles en áreas de alta seguridad debido a su sensibilidad y capacidad de monitoreo constante, lo cual es importante en ambientes donde la acumulación de gas puede ocurrir sin previo aviso [2][5].

Protección Adicional y Medidas de Seguridad

Además de los equipos eléctricos y sensores específicos, las normativas enfatizan la necesidad de medidas de protección adicionales en entornos donde se manejan gases inflamables. La IEC 60079-29-2, por ejemplo, establece pautas para el diseño de sistemas de alarma que alerten al personal en caso de concentraciones peligrosas de gas

[6]. Además, se recomienda la implementación de ventilación mecánica para reducir la acumulación de gases en áreas críticas, minimizando así los riesgos de explosión [6].

Estas normativas también subrayan la importancia de realizar mantenimientos preventivos regulares y calibraciones de los sensores para asegurar un funcionamiento óptimo y evitar falsos positivos o negativos en la detección de gases inflamables [6]. En ambientes de alta seguridad, es recomendable llevar a cabo auditorías de seguridad periódicas para verificar la correcta instalación y funcionamiento de los sistemas de detección y alarmas, así como para asegurar la integridad de los equipos eléctricos [3][6].

4. Sistema de Seguridad Integral en el Laboratorio

La implementación de un sistema de seguridad integral en laboratorios que manejan gases inflamables como el hidrógeno y el metano es vital para garantizar la seguridad del personal y la integridad de la infraestructura. Este sistema integra diferentes componentes de monitoreo y control que trabajan en conjunto para prevenir y mitigar los riesgos asociados con la manipulación de gases. Al centralizar la supervisión y las respuestas automáticas, se permite una vigilancia constante, lo cual es esencial en entornos con atmósferas explosivas potenciales [1-4].

Una breve introducción de un sistema de seguridad integrado es que está diseñado para reunir y analizar información de diversas fuentes, como sensores de gas, temperatura y flujo, y activar respuestas automáticas en caso de una emergencia. Este enfoque coordinado permite monitorear

constantemente las condiciones del laboratorio y tomar acciones inmediatas para prevenir situaciones peligrosas. Los componentes básicos del sistema incluyen un sistema de control centralizado, que puede incluir controladores lógicos programables (PLCs), sistemas de control distribuido (DCS) o controladores basados en computadoras industriales modernas; sensores especializados; sistemas de ventilación; y alarmas. Cada uno de estos elementos desempeña un rol clave en la detección temprana y la mitigación de riesgos [1].

Control Centralizado y Monitoreo

El sistema de control centralizado es el núcleo del sistema de seguridad, actuando como el "cerebro" encargado de procesar las señales de los sensores y ejecutar acciones según los parámetros preestablecidos. Este sistema puede incluir diferentes componentes, entre los que se encuentran los siguientes:

- **Controladores Lógicos Programables (PLC):** dispositivos robustos que procesan señales de sensores y ejecutan acciones automáticas.
- **Sistemas de Control Distribuido (DCS):** utilizados en instalaciones más grandes, permiten una gestión más distribuida y escalable de los procesos.
- **Controladores Basados en Computadoras Industriales:** soluciones más modernas que integran capacidades avanzadas de procesamiento, conectividad y análisis de datos, a menudo incorporando funcionalidades de IoT (Internet de las Cosas).

Cada uno de estos controladores (PLC, DCS o computadoras industriales)

recibe información en tiempo real de los sensores de gas, temperatura y flujo, y la utiliza para tomar decisiones automáticas, tales como activar alarmas, ajustar la ventilación o detener el flujo de gas en caso de fuga. Este nivel de automatización asegura que cualquier cambio en las condiciones ambientales sea respondido de manera inmediata, reduciendo la dependencia del factor humano en situaciones críticas [2-4].

Además, el sistema centralizado registra y almacena datos relevantes para permitir un análisis posterior de los eventos y garantizar el cumplimiento de las normativas de seguridad. La centralización de las operaciones en un solo sistema permite una mayor eficiencia y control de los protocolos de seguridad en el laboratorio [1][3].

Redes de Sensores para la Detección de Fugas

Las redes de sensores constituyen el primer nivel de defensa contra fugas de gas. Su función principal es detectar la presencia de gases inflamables en el ambiente y activar sistemas de alerta o mitigación cuando se alcanzan niveles peligrosos.

Ubicación Estratégica de Sensores

De acuerdo con la IEC 60079-29-2 [6], se recomienda ubicar los sensores considerando varios factores:

- **Densidad del gas:**
 - Gases más ligeros que el aire (por ejemplo, hidrógeno, amoníaco): instalar los sensores en techos o zonas elevadas.
 - Gases más pesados que el aire (propano, butano): colocar los

sensores cerca del suelo o en áreas donde puedan acumularse.

- **Proximidad a fuentes de fuga:** ubicar sensores en puntos críticos, como válvulas, uniones de tuberías y tanques [2].
- **Efecto de la ventilación:** en caso de ventilación forzada, posicionar los sensores en las rutas del flujo de aire para detectar el gas antes de su posible dilución [2,5].

Sistemas de Ventilación en la Seguridad Contra Fugas de Gas

La ventilación resulta fundamental para dispersar rápidamente las acumulaciones de gas e impedir que se alcancen concentraciones inflamables.

Tipos de Ventilación

- **Ventilación natural:** basada en aberturas y corrientes de aire naturales de la estructura.
- **Ventilación mecánica:** emplea extractores y sistemas de ventilación controlada para forzar el movimiento del aire.

La automatización de la ventilación mecánica permite que el sistema responda de inmediato a las lecturas de los sensores. Por ejemplo, si se detecta una concentración elevada de hidrógeno, el sistema incrementará automáticamente el flujo de aire para dispersar el gas y reducir su concentración [3][4]. Además, los sistemas de ventilación deben contar con redundancia para asegurar su funcionamiento continuo, incluso en caso de fallos. Esta redundancia garantiza que el laboratorio mantenga un entorno seguro en todo momento [4][6].

Integración de Alarmas y Señalización

Para garantizar una respuesta rápida y efectiva ante cualquier incidente, el sistema integrado incluye alarmas visuales y sonoras que alertan al personal sobre condiciones peligrosas.

- **Alarmas sonoras:** empleadas para alertar de inmediato sobre una emergencia, permitiendo una evacuación rápida si es necesario.
- **Señalización visual:** indicadores luminosos que muestran el estado del sistema y las áreas de riesgo, facilitando la identificación de zonas afectadas.

Estas alarmas están diseñadas para ser claramente perceptibles incluso en entornos ruidosos o con poca visibilidad, asegurando que el personal pueda reaccionar rápidamente ante una situación de peligro [3].

Automatización de Respuestas de Seguridad

El manejo seguro de hidrógeno requiere no solo la detección temprana de fugas o riesgos de combustión, sino también la implementación de acciones preventivas y correctivas de manera automatizada. En este contexto, la Figura 1 muestra el diagrama de flujo que describe las etapas principales de un sistema integrado de seguridad: desde la solicitud de datos a los nodos sensores hasta la activación de alarmas, cierre de válvulas, ventilación forzada y, en caso de ser necesario, extinción de incendios.

Este diagrama se fundamenta en umbrales establecidos por las normativas de seguridad aplicables, de modo que ante valores peligrosos de concentración de gas o la detección de

combustión, el sistema ejecute protocolos de emergencia sin requerir la intervención humana. Así, se reducen de forma significativa los riesgos para los operadores y se minimiza la posibilidad de accidentes mayores.

En la fase de detección, el controlador central solicita datos a los nodos equipados con sensores de gas para identificar concentraciones fuera de los valores admitidos. Si esos valores superan los umbrales de seguridad, se activa de inmediato el protocolo de emergencia que incluye el cierre de válvulas, la activación de alarmas y la ventilación forzada. Asimismo, si se detecta combustión, el sistema dispone de mecanismos adicionales para la extinción de incendios, adecuados para gases inflamables.

Este proceso automatizado y cíclico permite una respuesta ágil y eficaz ante cualquier eventualidad, contribuyendo de forma decisiva a la protección de las instalaciones y a la seguridad de las personas.

Mantenimiento y Actualización del Sistema Integrado

Un sistema de seguridad integrado requiere un mantenimiento regular para asegurar su funcionamiento óptimo y la actualización de componentes conforme evolucionan las normativas y tecnologías.

- **Pruebas periódicas:** es esencial realizar pruebas regulares de todos los componentes del sistema, incluyendo sensores, alarmas y sistemas de ventilación, para verificar su operatividad y detectar posibles fallos [2][5].
- **Calibración de sensores:** los sensores de gas y temperatura deben calibrarse periódicamente para mantener su precisión y

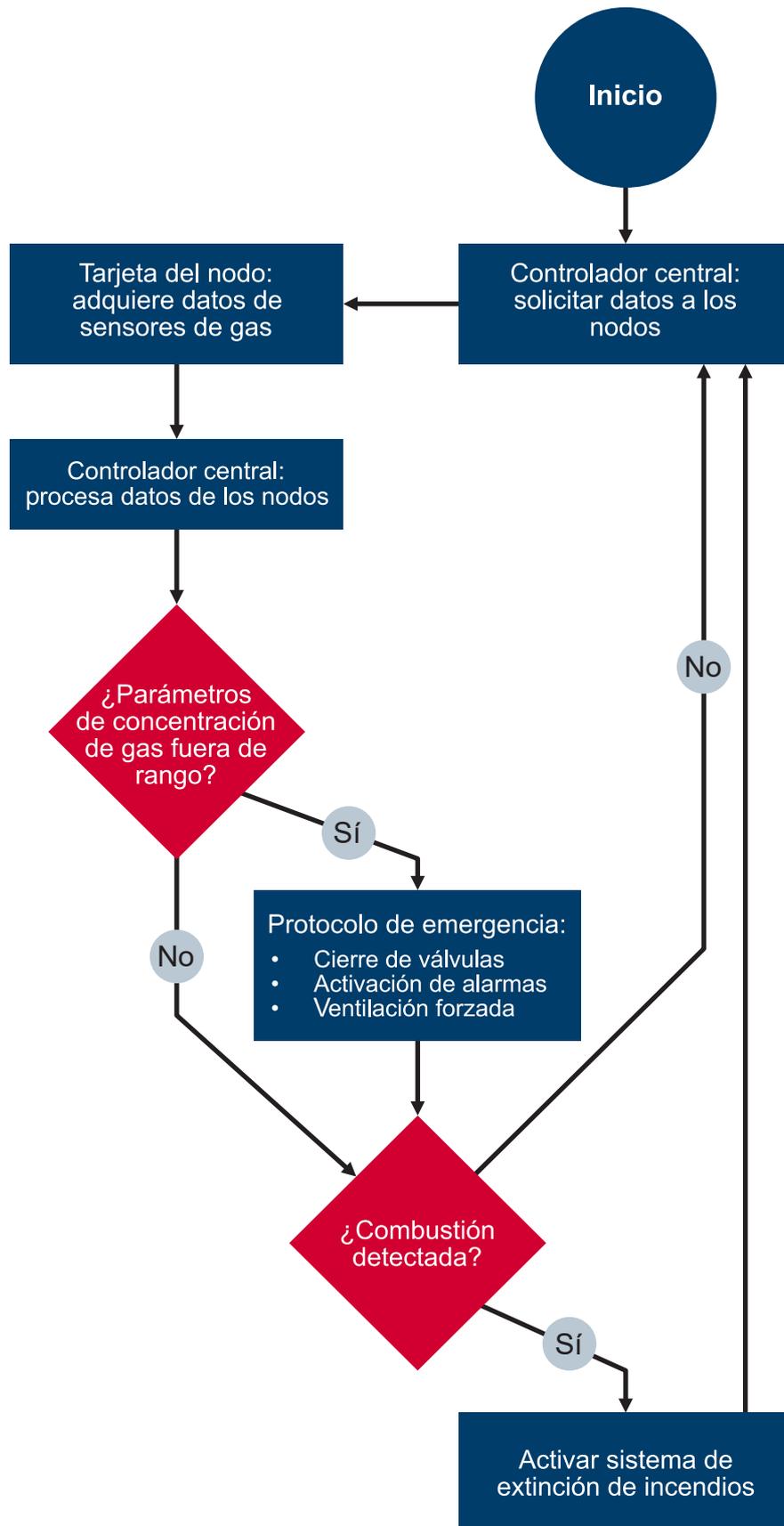


Figura 1. Diagrama de flujo para la automatización de respuestas de seguridad en un sistema de detección y control.

sensibilidad, garantizando una detección fiable de condiciones peligrosas [2][5].

- **Actualizaciones tecnológicas:** mantener el software y hardware del sistema de control centralizado actualizado permite incorporar mejoras en seguridad, funcionalidad y cumplimiento normativo [1][3].
- **Registro y documentación:** mantener registros detallados de mantenimiento, calibraciones y actualizaciones es fundamental para cumplir con las regulaciones y facilitar auditorías de seguridad [3][4].

Conclusiones

La manipulación segura de hidrógeno y gases inflamables en entornos de laboratorio requiere una comprensión profunda de sus propiedades y la implementación de medidas de seguridad basadas en normativas reconocidas. La correcta clasificación de áreas peligrosas es esencial para seleccionar equipos eléctricos y sistemas de detección adecuados que minimicen los riesgos de ignición y explosión.

La integración de sistemas de seguridad que combinan control centralizado, redes de sensores y automatización de respuestas es fundamental para monitorear y reaccionar de manera efectiva ante situaciones peligrosas. Además, el mantenimiento regular y la actualización de estos sistemas garantizan su eficacia continua.

Un enfoque holístico que incluya tanto medidas técnicas como operativas, junto con una cultura de seguridad entre el personal, es indispensable para garantizar un entorno seguro en laboratorios que manejan hidrógeno y gases inflamables. La adopción de las

mejores prácticas y el cumplimiento de las normativas internacionales contribuyen significativamente a la prevención de accidentes y a la protección de las personas y las instalaciones.

Agradecimientos

Este trabajo fue financiado por el Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación, con recursos del Patrimonio Autónomo Fondo Nacional de Financiamiento para la Ciencia, la Tecnología y la Innovación, Francisco José de Caldas, y hace parte de la ejecución del programa "Manejo integral del hidrógeno en mezcla con gas natural como medio para facilitar la transición energética hacia energías renovables", co-ejecutado por el CDT de Gas, la Corporación para la Investigación de la Corrosión, la Universidad Pontificia Bolivariana sede Bucaramanga, la Fundación Universitaria de San Gil (Unisangil) y Promigas S.A. E.S.P.

Referencias

- [1] Kotchourko A., Jordan T. 2022. Hydrogen Safety for Energy Applications: Engineering Design, Risk Assessment, and Codes and Standards. Academic Press.
- [2] Alegret S., del Valle M., Merkoçi A. 2004. Sensores Electroquímicos: Introducción a los Quimiosensores y Biosensores: Curso Teórico-Práctico. Universitat Autònoma de Barcelona.
- [3] National Fire Protection Association (NFPA). 2014. National Electrical Code (NEC) NFPA 70. Quincy, MA.

- [4] International Electrotechnical Commission (IEC). 2007. IEC 60079-0 - Explosive Atmospheres - Part 0: Equipment - General Requirements. Ginebra, Suiza.
- [5] International Electrotechnical Commission (IEC). 2007. IEC 60079-29-1 - Explosive Atmospheres - Part 29-1: Gas Detectors - Performance Requirements of Detectors for Flammable Gases. Ginebra, Suiza.
- [6] International Electrotechnical Commission (IEC). 2007. IEC 60079-29-2 - Explosive Atmospheres - Part 29-2: Gas Detectors - Selection, Installation, Use and Maintenance of Detectors for Flammable Gases and Oxygen. Ginebra, Suiza.
- [7] National Fire Protection Association NFPA. 2020. NFPA 2: Hydrogen technologies code. Quincy, MA.

Análisis Termodinámico en ANSYS del Llenado con Hidrógeno de un Cilindro de Almacenamiento Tipo III

Thermodynamic Analysis in ANSYS of Hydrogen Filling in a Type III Storage Cylinder

Johan Sebastián Ramírez Carrascal¹

¹ Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, Parque Tecnológico UIS Guatiguará, km 2 vía El Refugio, Piedecuesta, Colombia.

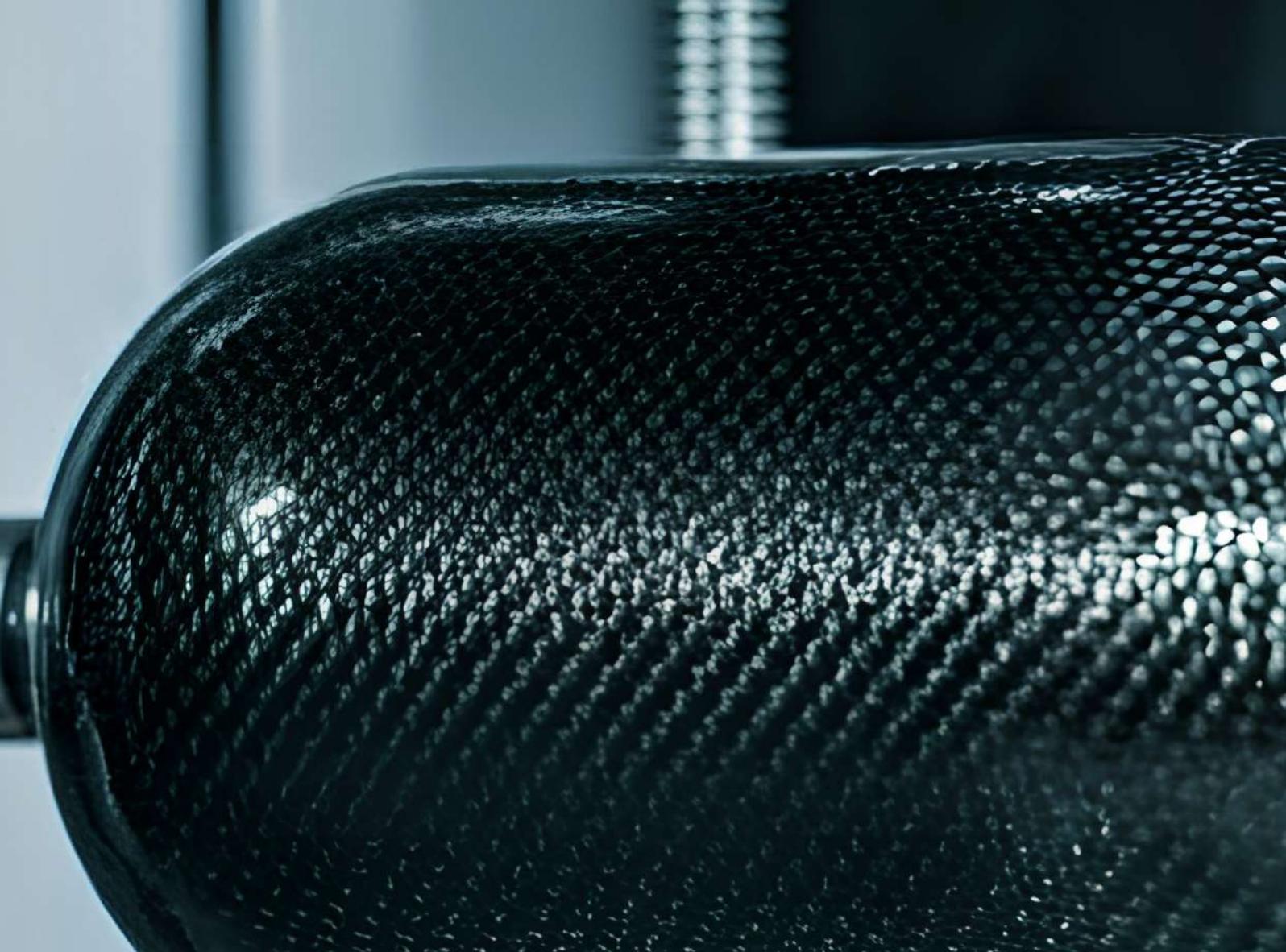
ingenierojohanramirez@hotmail.com

Resumen

En la actualidad, la transición energética es un proceso global en el que países e industrias están adaptando sus sistemas de producción y consumo hacia fuentes más limpias, sostenibles y renovables. El hidrógeno (H_2) ha surgido como una alternativa para reducir las emisiones de carbono, siendo su uso en mezcla con gas natural un tema de gran interés. En este contexto, la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, a través de su Grupo de Investigación en Fluidos y Energía (GIFE), está desarrollando un proyecto financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, el cual se centra en la evaluación de la adición de hidrógeno en mezcla con gas natural, aplicado a los sistemas de almacenamiento y estaciones de llenado de gas natural vehicular (GNV).

En este artículo se presenta una simulación 2D realizada en ANSYS del proceso de llenado de un cilindro de almacenamiento de hidrógeno con énfasis en la distribución térmica. Se realizó un mallado a la geometría del cilindro, se utilizó como fluido de llenado el hidrógeno y se asignaron parámetros específicos de cada material.

Los resultados permitieron analizar el comportamiento termodinámico del cilindro de almacenamiento durante el proceso de llenado con hidrógeno. Se logró observar la distribución de la temperatura en el cilindro, así como el perfil de presión durante el llenado.



Abstract

Currently, the energy transition is a global process in which countries and industries are adapting their production and consumption systems toward cleaner, more sustainable, and renewable sources. Hydrogen has emerged as an alternative to reduce carbon emissions, with its use in *blending* with natural gas being a topic of great interest. In this context, the Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico Del Gas, through its Grupo de Investigación en Fluidos y Energía (GIFE), is developing a project funded by the Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, focused on evaluating the addition of hydrogen blended with natural gas, applied to storage systems and CNG filling stations.

This article presents a 2D simulation performed in ANSYS of the hydrogen storage tank filling process, with an emphasis on thermal distribution. A mesh suitable for working with hydrogen was used, along with parameters for each specific material and certain initialization conditions

The results allowed the analysis of the thermodynamic behavior of the storage tank during the hydrogen filling process. The temperature distribution in the cylinder, as well as the pressure profiles during filling, can be observed.

Palabras clave

Hidrógeno, simulación 2D, distribución térmica, llenado de cilindro, mezcla.

1. Introducción

Lograr reducir las emisiones de gases de efecto invernadero ha llevado a las industrias a contemplar el uso de soluciones más limpias y sostenibles a largo plazo. Una de éstas es el uso del hidrógeno en mezcla con gas natural, para así lograr, de cierta manera, reducir la huella de carbono. Se espera que el uso de concentraciones variables de H₂ en mezcla con gas natural haga que la transición sea más gradual y eficiente, y permita aprovechar el modelo de distribución y la infraestructura existente de gas natural, como las redes de distribución y las estaciones de servicio de llenado de GNV, sin tener que modificar de manera significativa los modelos de operación e infraestructura actuales del GNV.

Durante el proceso de llenado de los cilindros de GNV, se presentan cambios de temperatura los cuales dependen de la composición de la mezcla. Por lo tanto, es relevante observar si la adición de hidrógeno al gas natural afecta la evolución de la temperatura del cilindro. Diversas propiedades termodinámicas son función de la composición; por consiguiente, al añadir hidrógeno al gas natural, estas varían. Por ejemplo, el hidrógeno tiene una energía interna alta, una densidad muy baja y un coeficiente Joule-Thomson negativo, por lo cual el gas se calienta al momento de expandirse al pasar por la boquilla de entrada del cilindro al inicio del llenado y continúa calentándose debido a la compresión. En contraste, el gas natural tiene una densidad alta y un coeficiente Joule-Thomson positivo, por lo cual el gas se enfría al expandirse a través de la boquilla de entrada del cilindro al principio del llenado y, posteriormente, se calienta debido a la compresión, y las temperaturas que alcanza durante el proceso de llenado son relativamente más bajas. Por ello, es importante

realizar simulaciones y pruebas experimentales para conocer los perfiles de presión y temperatura durante el llenado y poder así evitar riesgos al momento de operatividad.

Las condiciones de operación de los cilindros tipo III en uso con H₂ se encuentran en un rango de presión de 35 a 70 MPa y en un rango de temperatura de -40 a 65 °C. Los cilindros tipo III son cilindros con revestimiento metálico, usualmente fabricado en aluminio y reforzados con material compuesto, como fibra de vidrio o fibra de carbono. Se caracterizan por ser livianos, resistir altas presiones y tener resistencia al impacto. Además, están compuestos por diferentes materiales, como el revestimiento de aluminio, que facilita la transferencia de calor y actúa como una barrera para evitar fugas y proteger las otras capas del cilindro; la fibra de carbono, que soporta presiones altas y aporta una mayor resistencia a la tensión y la compresión, lo cual aumenta la vida útil del cilindro; y la fibra de vidrio, que es un material ligero y tiene buenas propiedades mecánicas, por lo que proporciona resistencia y soporte estructural.

Estudios previos han realizado análisis del comportamiento termodinámico en cilindros de almacenamiento aptos para hidrógeno, como los trabajos de Li *et al.* (2012) [1], Kheir *et al.* (2023) [2] y Kesana *et al.* (2023) [3], los cuales presentan simulaciones 2D que permitieron analizar la variación termodinámica durante el proceso de llenado con hidrógeno en diferentes periodos de tiempo.

El trabajo realizado tiene como objetivo principal la simulación termodinámica del llenado de un cilindro de almacenamiento apto para hidrógeno, con el fin de observar cómo varía la temperatura durante las etapas del llenado. Para ello, se diseñó un esquema

2D de un cilindro de almacenamiento tipo III en ANSYS, sobre el cual se realizó una simulación para modelar el comportamiento del hidrógeno durante proceso de llenado.

2. Metodología

La metodología se divide en cuatro etapas, las cuales son, la construcción de la geometría, la definición del mallado, la delimitación de zonas y la asignación de propiedades de los materiales junto a la definición de parámetros de inicialización.

2.1 Construcción de la geometría del cilindro

Para este estudio, se realizó mediante diseño asistido por computadora, la construcción de un cilindro compuesto tipo III. El cilindro se construyó en ANSYS con una longitud de 1420 mm, un radio de 217.5 mm y compuesto por tres capas, una de fibra de vidrio con espesor de 1 mm, una de fibra de carbono con espesor de 8 mm y una de revestimiento de aluminio con espesor de 3 mm. Para este caso, se muestra el bosquejo realizado en ANSYS donde se detallan las capas que componen el cilindro, como se observa en la Figura 1.

2.2 Definición del mallado

El mallado es el proceso de segmentar una geometría en elementos más pequeños conectados por nodos. Es importante establecer un mallado que permita la fluidez de la simulación, ya que, si el mallado no es compatible o los pasos de tiempo son muy grandes, podrían presentarse problemas al momento de simular.

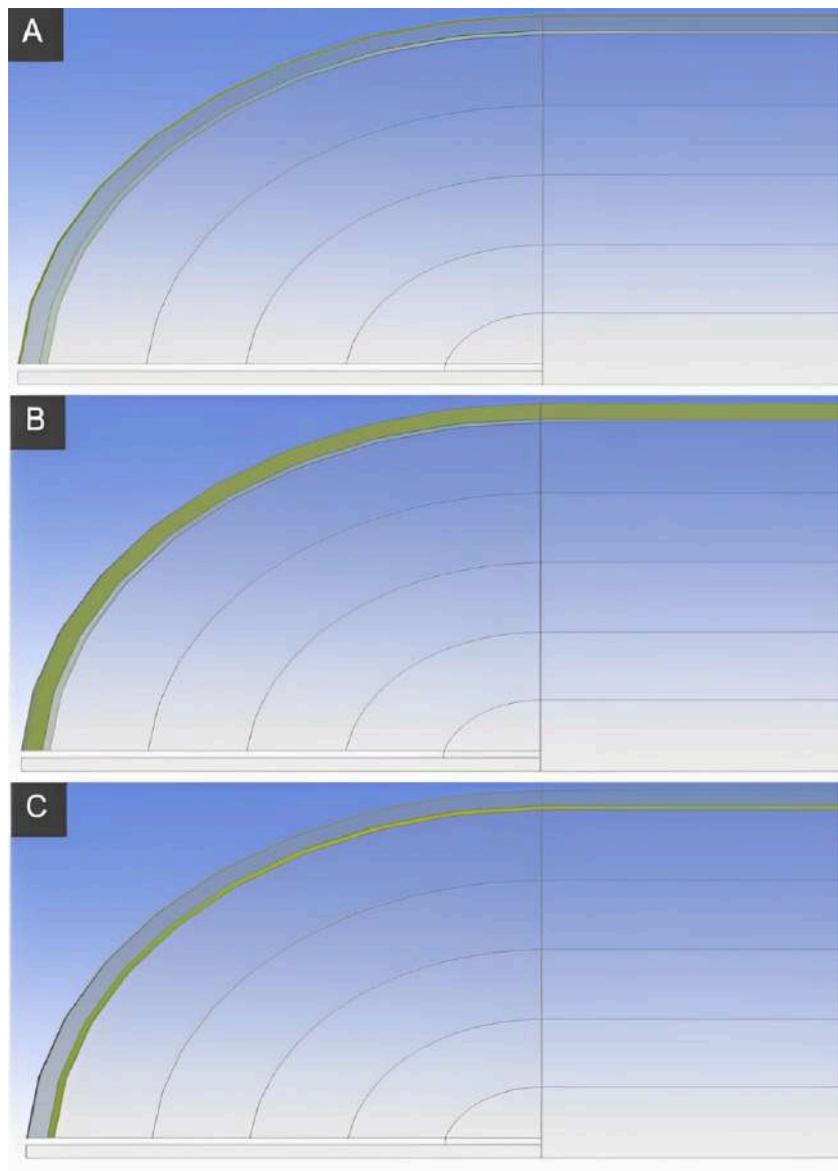


Figura 1. Estructura del cilindro compuesto tipo III. [A] Capa de fibra de vidrio de 1 mm de espesor. [B] Capa de fibra de carbono de 8 mm de espesor. [C] Revestimiento de aluminio de 3 mm de espesor.



Figura 2. Seccionamiento de la geometría del cilindro en varias divisiones.

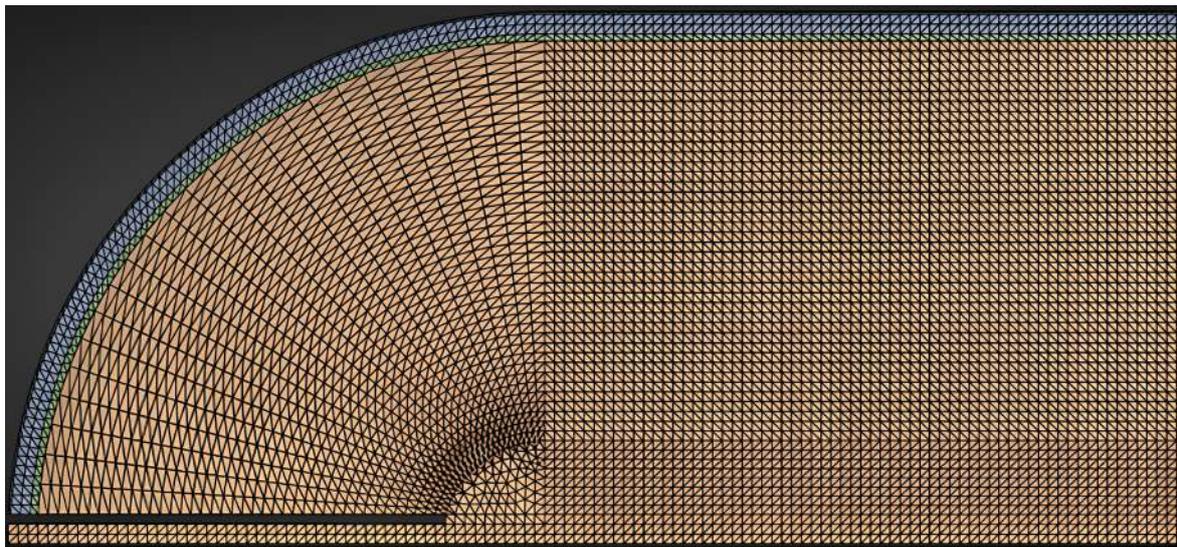


Figura 3. Mallado con método triangular de 4 mm × 4 mm.

El mallado se realizó en ANSYS, seccionando la geometría del cilindro en varias divisiones, como se muestra en la Figura 2. El tamaño de la malla se basó en el modelo descrito en el artículo de Li *et al.* (2012) [1]. En este estudio, el seccionamiento se hizo con el comando `facesplit`, y se utilizó una metodología de mallado triangular con un tamaño de malla de 4 mm × 4 mm, como se muestra en la Figura 3.

2.3 Zonas de frontera

Debido a que la geometría del cilindro es simétrica, se definió un eje de simetría para simular solamente la mitad del cilindro, lo que permite un ahorro de

recursos computacionales. Además, se definieron las condiciones de frontera, como la entrada del flujo másico, que es la zona por donde ingresa el hidrógeno al cilindro durante el llenado; la pared de frontera, que representa los límites físicos del cilindro; y la pared adiabática, que es un límite térmicamente aislado donde el flujo de calor es cero.

La distribución de las zonas se muestra en la Figura 4.

2.4 Zonas de contacto

Para este proceso, el flujo de energía térmica iría desde el hidrógeno hacia el revestimiento de aluminio, desde el

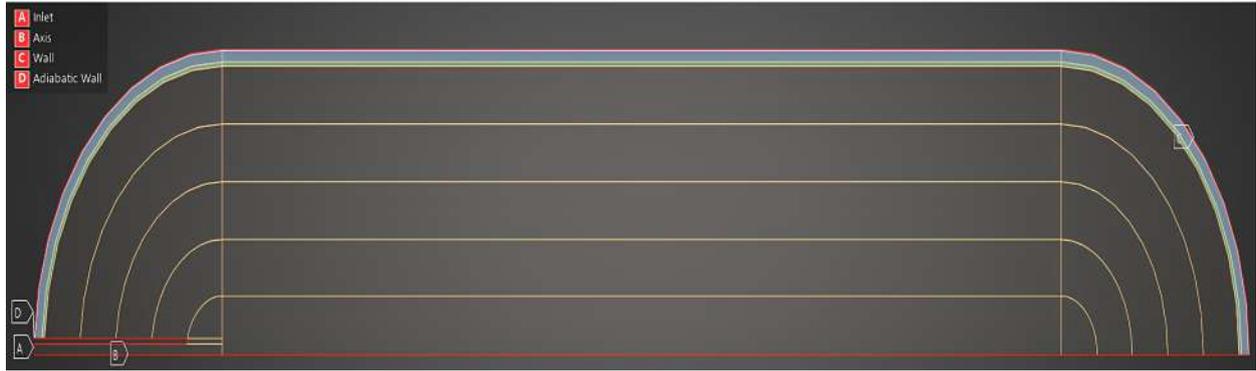


Figura 4. Zonas de referencia. Inlet (A) es la entrada de flujo másico, Axis (B) es el eje de simetría, Wall (C) es la pared de frontera y Adiabatic wall (D) es la pared adiabática.

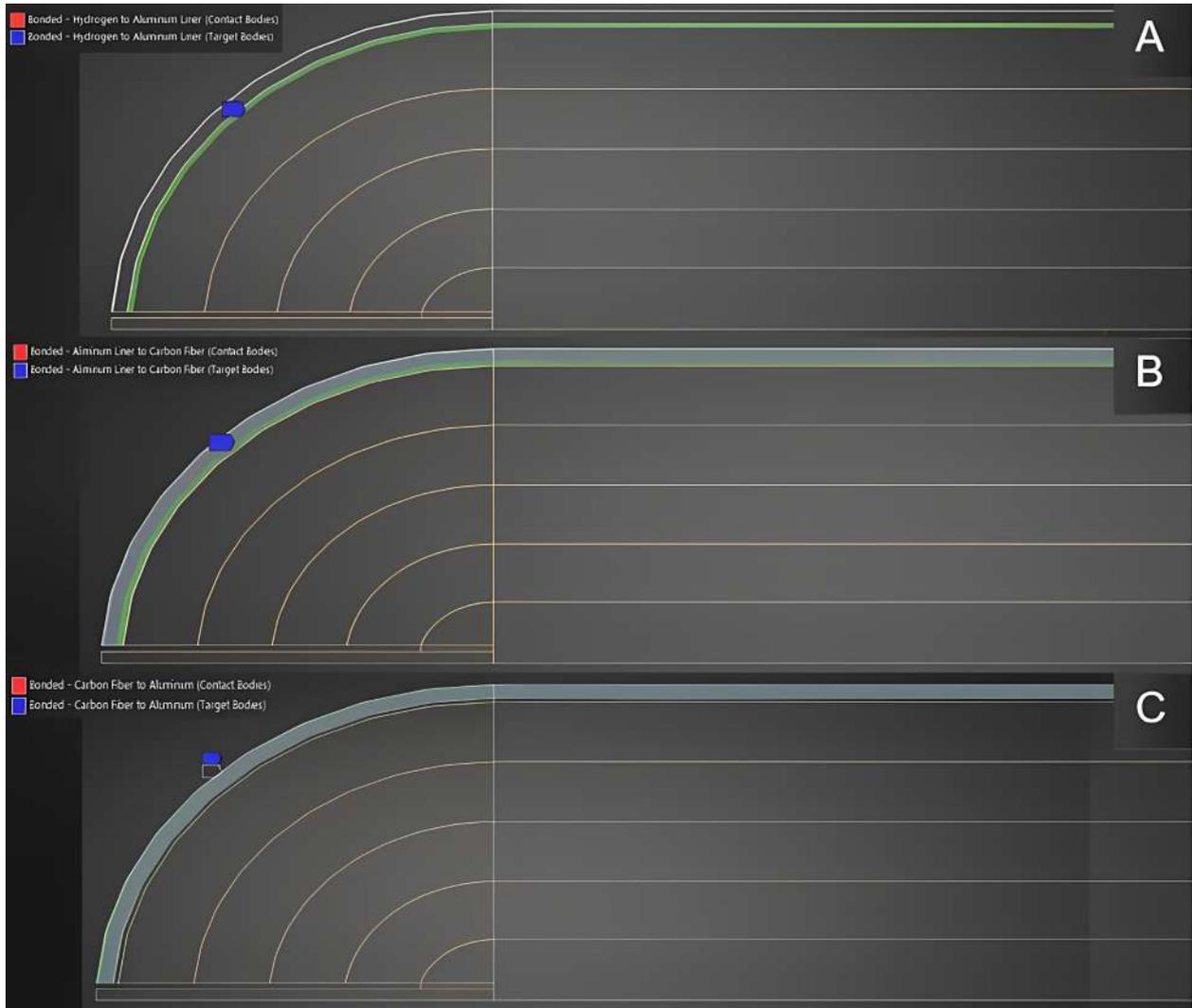


Figura 5. Zonas de contacto. [A] Zona de contacto entre el hidrógeno y el revestimiento de aluminio. [B] Zona de contacto entre el revestimiento de aluminio y la fibra de carbono. [C] Zona de contacto entre la fibra de carbono y la fibra de vidrio.

revestimiento de aluminio hacia la fibra de carbono y desde la fibra de carbono hacia la fibra de vidrio. Por lo tanto, la pared interior es la zona donde se modela la transferencia de calor del hidrógeno al revestimiento de aluminio, la zona de contacto revestimiento de aluminio - fibra de carbono modela la interacción térmica entre la capa de revestimiento de aluminio y la capa de fibra de carbono, y la zona de contacto fibra de carbono - fibra de vidrio modela la interacción térmica entre la capa de fibra de carbono y la capa de fibra de vidrio.

Las zonas de contacto se muestran en la Figura 5.

2.5 Asignación de propiedades de propiedades de los materiales y definición de parámetros de inicialización

En este caso, se simuló el llenado con hidrógeno de un cilindro de almacenamiento tipo III, introduciendo H₂ a una presión de 24.82 MPa y una temperatura de 300 K, como se muestra en la Tabla 1. Se consideró el sistema como adiabático, transitorio y turbulento. No se tuvo en consideración la transferencia de calor con el ambiente.

Los valores utilizados para las propiedades de los materiales se muestran en la Tabla 2 [1].

Tabla 1. Condiciones iniciales.

Variable	Valor	Unidades
Flujo másico	0.0118914	kg/s
Temperatura de entrada del hidrógeno	298.15	K
Presión de entrada del hidrógeno	24.82113	MPa
Presión inicial del cilindro	0.101325	MPa
Temperatura inicial del cilindro	298.15	K

Tabla 2. Propiedades de los materiales [1].

Material	Densidad [kg/m ³]	Calor específico [J/kg*mol]	Conductividad Térmica [W/mK]
Revestimiento de aluminio	2700	902	238
Fibra de carbono	1513	920	3.72
Fibra de vidrio	2050	878.4	0.133

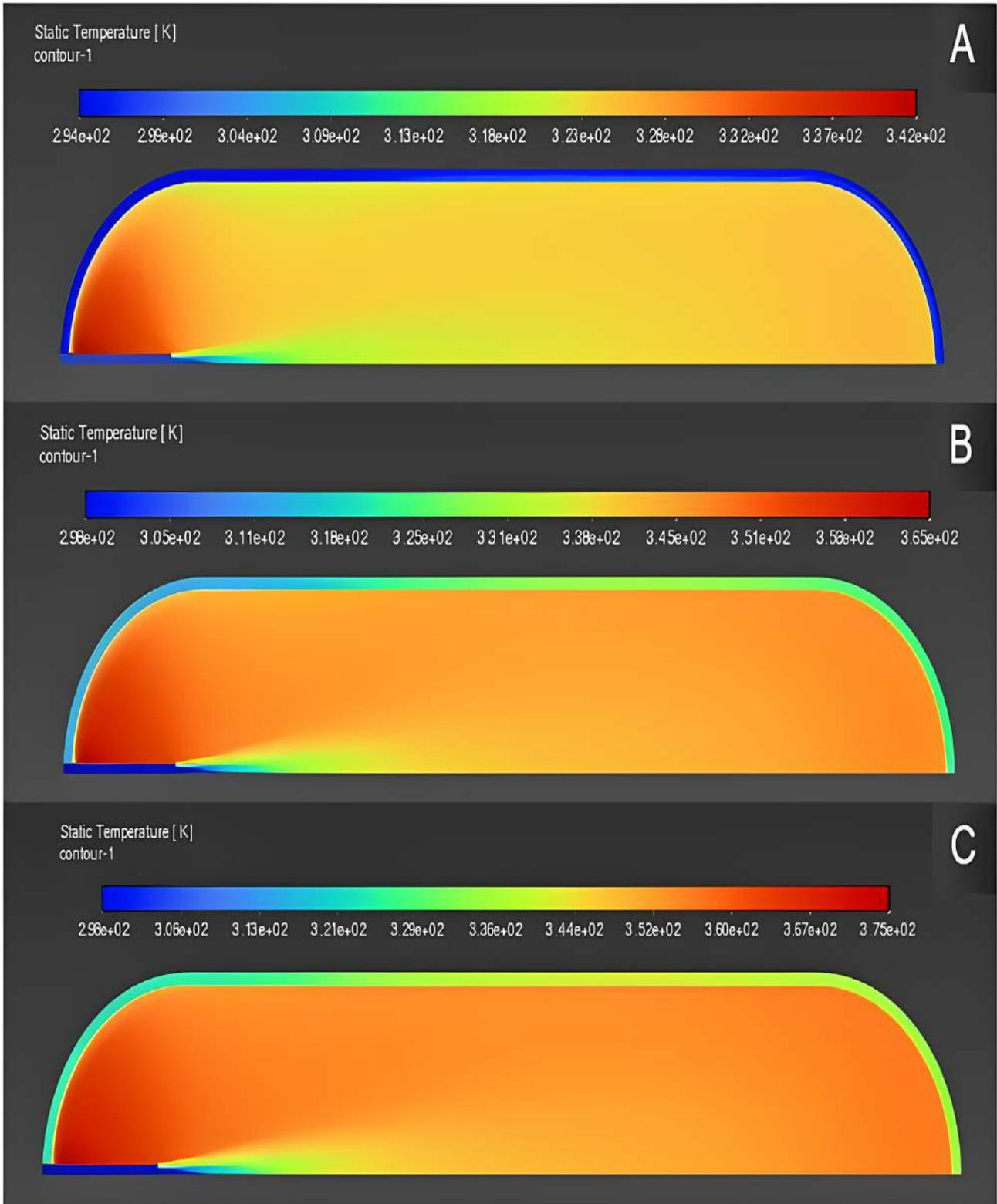


Figura 6. Distribución de temperatura en el cilindro en diferentes valores de tiempo transcurrido. [A] 10 segundos. [B] 120 segundos. [C] 185 segundos.

3. Resultados

La Tabla 3 muestra la evolución de la presión y la temperatura en función del tiempo durante el proceso de llenado.

Al analizar el comportamiento termodinámico, se logra observar que, al final del llenado, la temperatura del hidrógeno presenta un aumento de alrededor de 73.6 K debido a la compresión que va sufriendo el

hidrógeno a medida que ingresa más cantidad de fluido al cilindro.

La capa de revestimiento de aluminio, al estar en contacto directo con el hidrógeno, es la superficie que experimenta mayor variación de temperatura en comparación con las capas de fibra de carbono y fibra de vidrio.

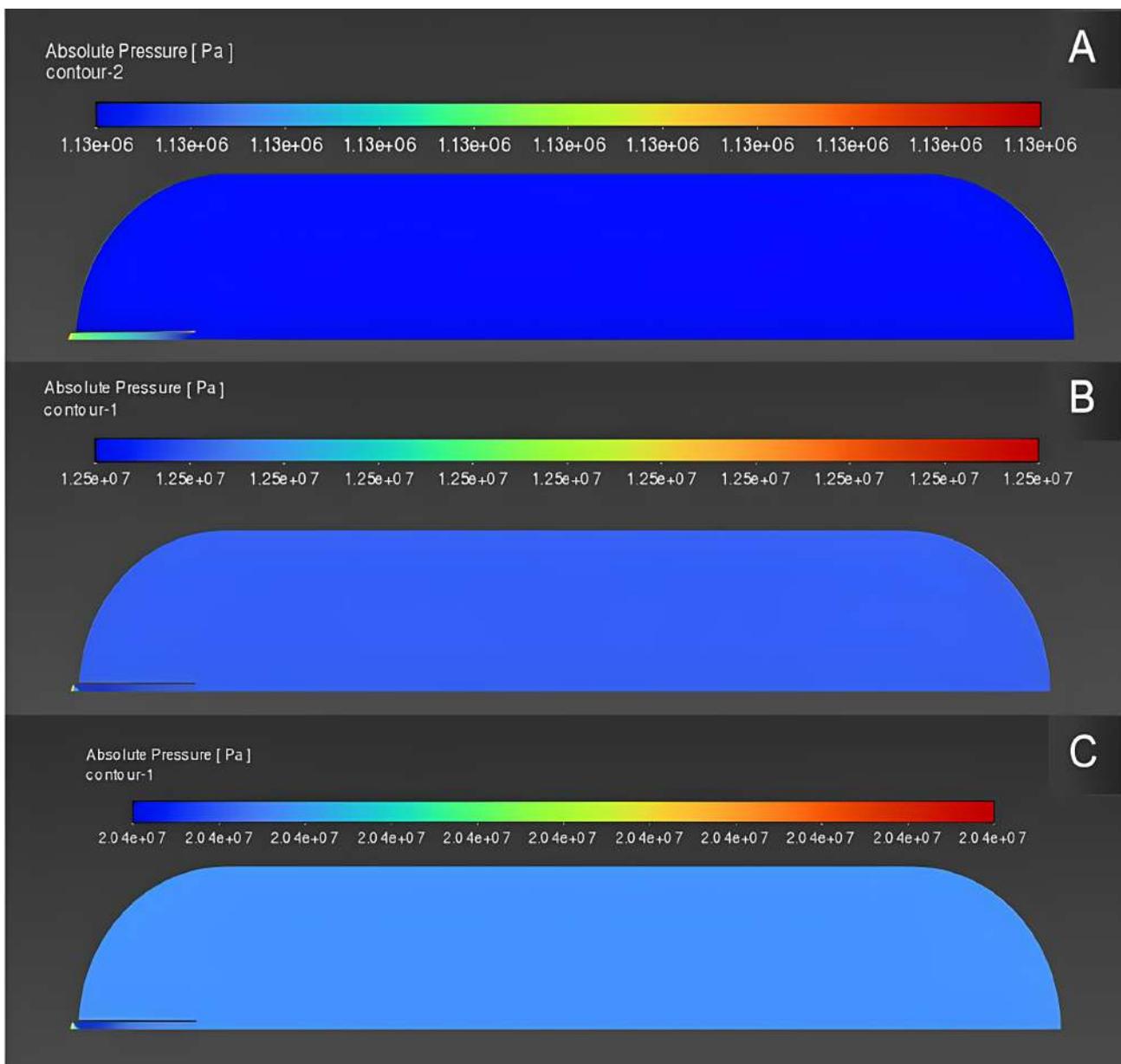


Figura 7. Distribución de presión en el cilindro en diferentes valores de tiempo transcurrido. [A] 10 segundos. [B] 120 segundos. [C] 185 segundos.

Tabla 3. Toma de datos de la variación de la presión y la temperatura en diferentes pasos de tiempo durante el llenado con H₂ del cilindro

Tiempo de llenado	Presión máxima [MPa]	Temperatura máxima [K]
0	0.101325	298.15
10	1.20937	341.99
60	6.06741	353.90
120	12.4941	362.53
185	20.5352	371.76

4. Conclusiones

Para la simulación realizada, se observa que el proceso de llenado del cilindro hasta 20.4 MPa tardó 185 segundos y tuvo un aumento en la temperatura de 73.61 K.

La capa del revestimiento de aluminio presenta la mayor variación de temperatura, lo que indica que cumple la función de disipar el calor y proteger a las capas externas.

Para este caso, el modelo se desarrolló bajo parámetros simplificados considerando el sistema como adiabático y sin tener en cuenta la transferencia de calor hacia el ambiente. Por ello, es importante realizar estudios donde sí se consideren los parámetros anteriores para poder tener una aproximación lo más cercana posible a cómo sería el comportamiento real al momento de realizar un llenado utilizando hidrógeno.

Agradecimientos

El presente trabajo fue financiado por el Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación, con recursos del Patrimonio Autónomo Fondo Nacional de Financiamiento para la Ciencia, la

Tecnología y la Innovación, Francisco José de Caldas, y hace parte de la ejecución del programa "Manejo integral del hidrógeno en mezcla con gas natural como medio para facilitar la transición energética hacia energías renovables", co-ejecutado por el CDT de Gas, la Corporación para la Investigación de la Corrosión, la Universidad Pontificia Bolivariana sede Bucaramanga, la Fundación Universitaria de San Gil (Unisangil) y Promigas S.A. E.S.P.

Referencias

- [1] Li Q., Zhou J., Chang Q., Xing W. 2012. Effects of geometry and inconstant mass flow rate on temperatures within a pressurized hydrogen cylinder during refueling. *International Journal of Hydrogen Energy* 37(7): 6043-6052. doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.12.020
- [2] Kheir A., Mounir H., Lafdaili Z., Rajad O., Lagrat I. 2023. Modeling and analysis of laminate structures of a pressurized hydrogen tank. *E3S Web of Conferences* 469: 00022. doi: 10.1051/e3sconf/202346900022
- [3] Kesana N. R., Welahettige P., Hansen P. M., Ulleberg Ø., Vågsæther K. 2023. Modelling of fast fueling of pressurized hydrogen tanks for maritime applications. *International Journal of Hydrogen Energy* 48(79): 30804-30817. doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.04.142



Potenciostato de Bajo Costo: Principios de Funcionamiento y Aplicación en Sensores de Hidrógeno

Junior Gonzalo Hernández Espinosa

*Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, Parque Tecnológico UIS
Guatiguará, km 2 vía El Refugio, Piedecuesta, Colombia.*

jhernandez@cdtdegas.com

Resumen

El presente artículo describe el funcionamiento de detectores de hidrógeno basados en principios electroquímicos que utilizan celdas de tres electrodos. Se ofrece un panorama general sobre el procedimiento para llevar a cabo la adquisición y tratamiento de las señales generadas por estos sensores, teniendo en cuenta las dos funcionalidades principales de un potenciostato: controlar la diferencia de potencial entre el electrodo de trabajo (WE) y el electrodo de referencia (RE) y leer el valor de la corriente que fluye a través de la celda. La señal de salida del potenciostato pasa a través de un microcontrolador que digitaliza y permita su posterior visualización y análisis. Este enfoque facilita la integración de detectores electroquímicos de hidrógeno para su uso en campo al reducir los costos y mejorar la portabilidad de estos dispositivos.

Abstract

This article describes the operation of hydrogen detectors based on electrochemical principles that use three-electrode cells. It provides an overview of the procedure for acquiring and processing the signals generated by these sensors, taking into account the two main functions of a potentiostat: controlling the potential difference between the working electrode (WE) and the reference electrode (RE), and measuring the current flowing through the cell. The out signal by the potentiostat passes through a microcontroller that digitizes it, allowing for subsequent visualization and analysis. This approach facilitates the integration of electrochemical hydrogen detectors for field use by reducing costs and improving the portability of these devices.

1 Introducción

La Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas (CDT del Gas), de la mano del Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación (Minciencias) busca dar un paso hacia la transición energética y descarbonización de la economía mediante el estudio del uso del hidrógeno gaseoso como un combustible limpio que puede ser utilizado parcialmente junto con el gas natural, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El hidrógeno como combustible es un portador de energía limpio, siendo el único producto de su combustión vapor de agua. Sin embargo, aunque es un elemento apropiado para mitigar el impacto ambiental, su incorporación y uso de forma segura supone nuevos retos. El hidrógeno es un gas incoloro e inodoro, y es también el elemento químico más liviano, con la molécula más pequeña. Su energía mínima de ignición en el aire a presión atmosférica es alrededor de 0.02 mJ, es decir, es de fácil ignición, por lo que es imprescindible el uso de métodos de detección acordes a los riesgos que representa [13, 7].

Hoy en día se reportan múltiples tecnologías para la detección de gases combustibles, las cuales se basan en principios como el efecto termoeléctrico, la conductividad térmica, la combustión catalítica, el uso de semiconductores de óxido-metal, los efectos ópticos y la electroquímica, entre otros. Los sensores electroquímicos basan su funcionamiento en la reacción química que ocurre en un electrodo sumergido en un electrolito cuando entra en contacto con el analito; éstos se pueden clasificar en amperométricos, potenciométricos y conductimétricos. Un sensor electroquímico amperométrico genera una corriente eléctrica cuya magnitud permite estimar la concentración de

hidrógeno, y se pueden encontrar en configuraciones con dos o tres electrodos según la aplicación [7, 9]. La medición de esta corriente se lleva a cabo utilizando un potencióstato, que es un dispositivo que permite leer la corriente generada por la celda, manteniendo un potencial eléctrico constante entre los electrodos. Sin embargo, el costo de un potencióstato comercial suele ser elevado y su aplicación en situaciones de campo es limitada, lo que crea la necesidad de explorar opciones más versátiles que permitan una lectura precisa de un detector.

El laboratorio de hidrógeno que se construirá en el marco del programa "Manejo integral del hidrógeno en mezcla con gas natural como medio para facilitar la transición energética hacia energías renovables", financiado por Minciencias, tiene como uno de sus objetivos estudiar las alternativas de bajo costo y bajo consumo energético para medición de hidrógeno disponibles actualmente en el mercado. Los detectores electroquímicos cumplen con estas características, ofreciendo uno de los enfoques más eficientes en términos de energía, combinados con un rendimiento analítico que incluye sensibilidad y selectividad a un costo relativamente bajo [3].

2 Fundamentos de operación de los potencióstatos

Los avances tecnológicos y el fácil acceso a dispositivos electrónicos y placas de desarrollo, junto con su bajo costo, han permitido el desarrollo de prototipos y dispositivos que se integran para facilitar y mejorar la calidad de vida de las personas. La literatura reporta equipos como termómetros, fotómetros, pH-metros y, por supuesto,

potenciostatos [2]. Para entender su funcionamiento, se buscó en la literatura contenido de interés sobre potenciostatos de bajo costo, utilizados en diferentes aplicaciones dentro del ámbito de la electroquímica.

Para entender el principio básico de operación de los potenciostatos, es fundamental conocer algunos conceptos clave, como las celdas de tres electrodos y los amplificadores operacionales. A continuación, se describe brevemente el funcionamiento de estos elementos.

2.1 Medición de concentración de hidrógeno

La señal de corriente dada por la celda electroquímica es de naturaleza analógica y de muy baja amplitud. Para obtener un valor de concentración a partir de ésta, debe ser amplificada y filtrada para luego ser convertida en un voltaje medible, este proceso es realizado por el potenciostato. Dada la baja magnitud de la señal, es importante minimizar el ruido eléctrico, mediante estrategias como el uso de filtros de paso bajo, eliminando ruido de altas

frecuencias, la implementación de escudos o apantallamientos, y el diseño de circuitos impresos con pistas cortas y planos de tierra adecuados.

Posterior al potenciostato, la señal ingresa a un conversor analógico digital (ADC) integrado en un microcontrolador donde la señal es digitalizada, permitiendo su procesamiento basado en las curvas de respuesta del elemento de detección, obteniendo valores en unidades de concentración reales. Los bloques de comparación, control de tensión y amplificación de corriente está integrados dentro del potenciostato.

La Figura 1 muestra un diagrama de bloques en donde se representa el flujo de la señal generada por un sensor electroquímico, en un sistema de medición basado en un potenciostato.

2.2 Celdas de tres electrodos

La electroquímica es la rama de la química encargada de estudiar los procesos que transforman energía química en energía eléctrica. El proceso en donde ocurren reacciones químicas en un electrodo en contacto con un

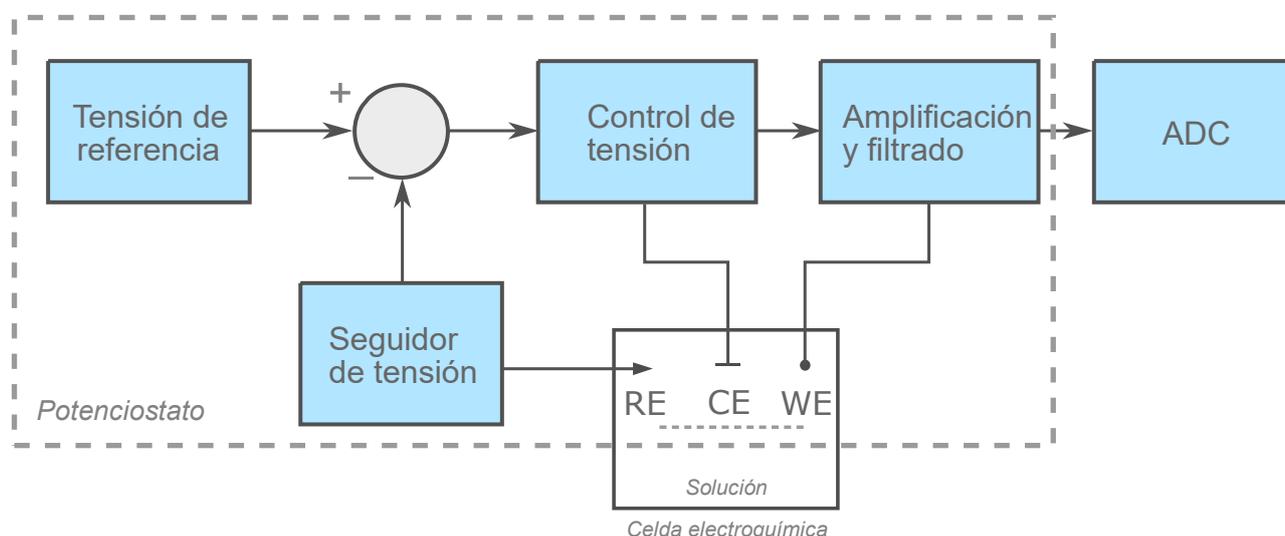


Figura 1. Diagrama de bloques adquisición de datos para un detector electroquímico.

electrolito cuando se aplica una diferencia de potencial externa se denomina electrólisis [4]. Estas reacciones en las cuales se presenta transferencia de electrones entre las moléculas se conocen como reacciones de óxido-reducción.

Un detector de hidrógeno electroquímico que entra en contacto con esta sustancia, genera una corriente eléctrica a partir de las reacciones de óxido-reducción que ocurren en sus electrodos. La corriente generada se caracteriza por ser de magnitud muy pequeña, en el orden de microamperios o nanoamperios, y depende directamente de los potenciales de cada electrodo. Los detectores generalmente constan de una celda electroquímica, y se pueden encontrar configuraciones de dos o tres electrodos, los cuales están en contacto con un electrolito o polímero sólido. Las características físicas de los electrodos, como los materiales y la geometría, influyen significativamente

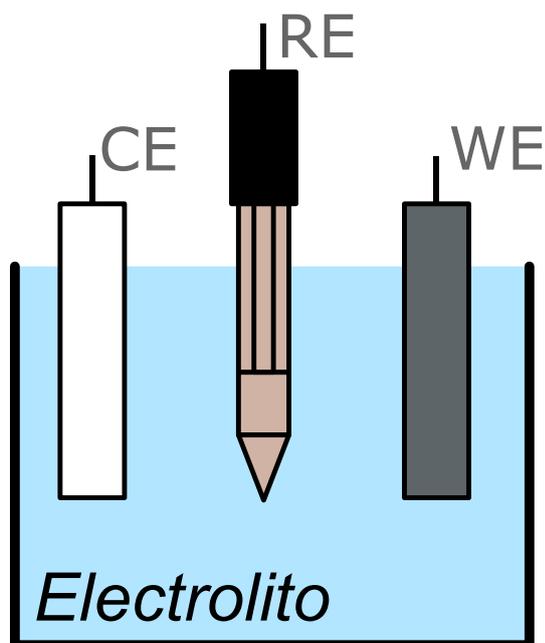
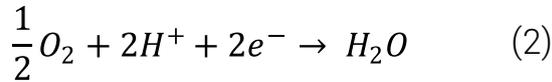
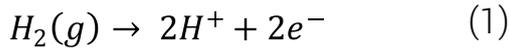


Figura 2. Celda de 3 electrodos. CE: electrodo auxiliar. RE: electrodo de referencia. WE: electrodo de trabajo.

en la medición de la concentración de hidrógeno. Los materiales comunes para el electrodo de trabajo (WE) incluyen platino, oro y carbono, cada uno con ventajas en términos de conductividad, eficiencia catalítica y costo. El platino, por ejemplo, es altamente eficiente pero costoso, mientras que el carbono es más económico, pero menos catalítico [8]. Una ilustración de una celda electroquímica se muestra en la Figura 2.

En las configuraciones de dos electrodos, el primero de ellos se denomina electrodo de trabajo o WE (*working electrode*), es en éste donde ocurre la reacción electroquímica; el segundo electrodo es el electrodo auxiliar o CE (*counter electrode*), que junto con el electrodo de trabajo y el electrolito permiten el flujo de la corriente generada a partir de la reacción electroquímica. En esta configuración se asume que el potencial en el electrodo de trabajo permanece constante. Sin embargo, éste puede verse afectado durante la electrólisis por alteración en factores como la densidad de corriente, la temperatura, el material del electrodo y la composición del electrolito [6], afectando directamente la relación de proporción entre la corriente y la concentración de hidrógeno, y, por ende, afectando la medición. Para enmendar este efecto, se incluye un tercer electrodo que sirve como referencia y facilita la medición y control del potencial en el electrodo de trabajo [12]. A esta técnica de llevar a cabo la medición de la corriente generada a partir de reacciones redox se le conoce como amperometría.

En general, los procesos en el detector de hidrógeno incluyen la reacción en el ánodo o electrodo de trabajo (WE) y la reducción en el cátodo o electrodo auxiliar (CE) que vienen dadas por (1) y (2) [8]:



2.3 Amplificadores operacionales

Un amplificador operacional (op-amp) es un dispositivo de alta ganancia que tiene dos terminales de entrada y uno de salida. El símbolo de un op-amp se muestra en la Figura 3. Un op-amp tiene al menos 5 terminales: entrada inversora V_- , entrada no inversora V_+ , salida V_{out} y dos entradas más de alimentación $+V_{cc}$ y $-V_{ee}$.

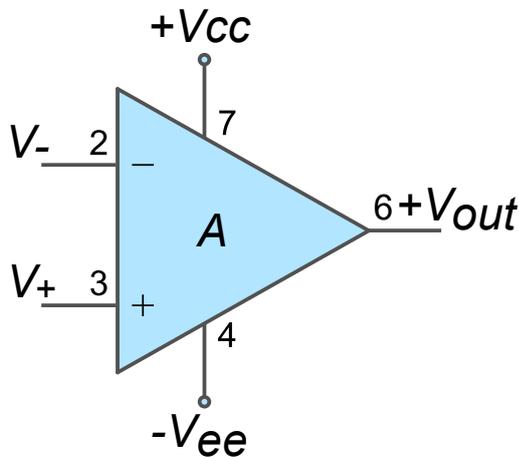


Figura 3. Amplificador operacional.

El voltaje V_{out} es la diferencia de potencial entre V_+ y V_- , multiplicado por la ganancia A_o del amplificador:

$$V_{out} = A_{OL}(V_+ - V_-) \quad (3)$$

Un amplificador operacional ideal tiene las siguientes características principales:

- Ganancia de lazo abierto infinita A_{OL}
- Resistencia de entrada R_{in} infinita, corriente de entrada cero
- Resistencia de salida R_{out} cero
- Ancho de banda infinito
- Ruido cero en su salida

Más allá de las características ideales, en un amplificador operacional real se encuentran ganancias desde 10^5 hasta 10^6 y resistencias desde $0.3 \text{ M}\Omega$ en adelante, ancho de banda finito y se puede ver afectado por ruido, etc. Las características de los op-amp varían según su campo de aplicación. Los amplificadores comúnmente utilizados en potenciostatos son amplificadores de precisión como el OPA177 o el OPA211, gracias a su precisión y bajo *offset* de voltaje en su salida, y amplificadores de instrumentación como el INA114 o el INA128, por su bajo nivel de ruido y alto CMRR (factor de rechazo de modo común).

Las características de un amplificador operacional permiten que este pueda utilizarse en diferentes aplicaciones, variando su configuración. Un op-amp se puede configurar como: comparador, seguidor de tensión, amplificador inversor, amplificador no inversor, operaciones aritméticas, de integración y de derivación. Como se verá a continuación, los amplificadores operacionales son fundamentales en el funcionamiento de un potenciostato, tanto en la regulación del potencial como en la amplificación de la corriente.

2.4 Potenciostato

Para obtener una medición fiel a la concentración de hidrógeno, el potencial

en el electrodo de trabajo debe permanecer constante durante todo el proceso de medición. El potenciostato permite la realización de pruebas en celdas electroquímicas, midiendo la corriente generada por la celda y controlando el potencial en un electrodo de trabajo basándose en el electrodo de referencia. Algunos dispositivos que se utilizan actualmente fabricados por empresas reconocidas como Princeton Applied Research, Biologic Science Instruments y Gamry Instruments, reúnen estas funcionalidades y varias otras utilizadas en el campo de la electroquímica, sin embargo, el costo de estos equipos fácilmente supera los miles de dólares y además están diseñados principalmente para su uso en investigación dentro de un laboratorio [11].

Un potenciostato específico de bajo costo para uso en lectura de sensores de hidrógeno se puede construir usando algunas resistencias, capacitores y amplificadores. La Figura 4 muestra la estructura conceptual básica de un detector amperométrico con dispositivo potenciostato de tres electrodos.

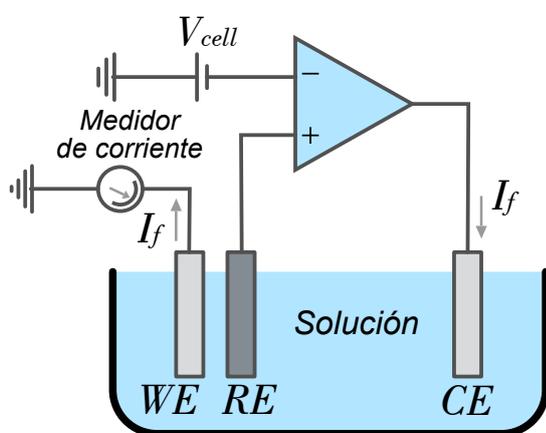


Figura 4. Esquema conceptual de un potenciostato y celda de 3 electrodos.

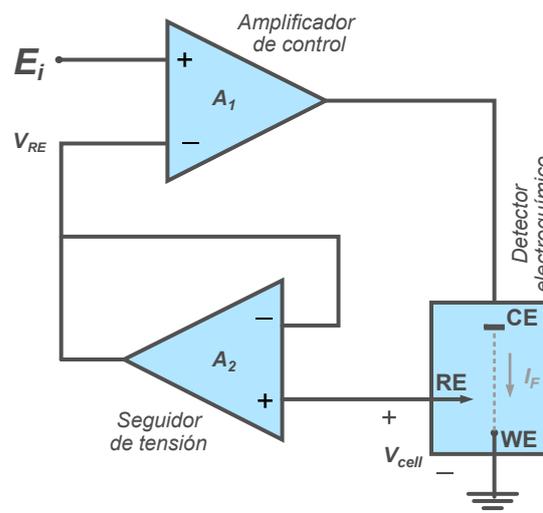


Figura 5. Control de potencial con WE aterrizado.

En términos generales, la operación de un potenciostato se reduce a dos funcionalidades principales: el control de potencial y la medición y amplificación de corriente. Para mantener el electrodo de trabajo a un potencial constante, debe evitarse el flujo de corriente a través del electrodo de referencia. Esto se logra aislando este potencial mediante un amplificador de alta impedancia configurado como seguidor de tensión. El potenciostato resuelve el problema de la deriva de potencial en el electrodo de trabajo causada por el flujo de carga debido a las reacciones redox [15][1].

Control de potencial

Una de las configuraciones convencionales para el control de potencial es la configuración de electrodo de trabajo a tierra. Como se muestra en la Figura 5, el WE se conecta a tierra, y hay además un amplificador operacional (llamado amplificador de control) que se encarga de controlar la corriente I_f de manera que el voltaje en la celda V_{cell} se mantiene en un valor deseado E_i [14].

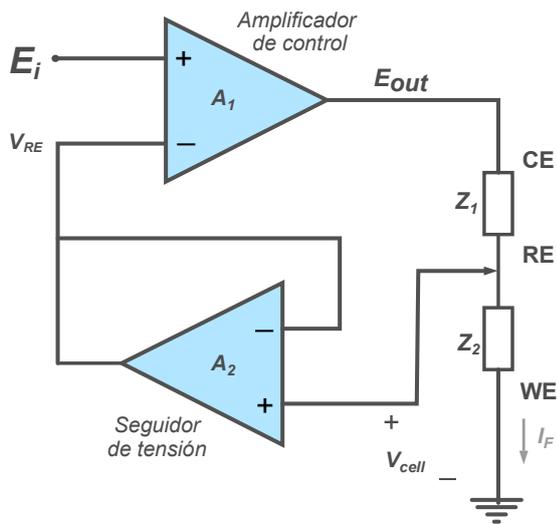


Figura 6. Equivalencia de impedancias en celda electroquímica.

Para entender en detalle cómo se realiza el control de potencial, el detector o celda electroquímica se pueden considerar como dos impedancias Z_1 y Z_2 conectadas en serie como se muestra en la Figura 6, donde Z_1 representa la impedancia vista entre el electrodo auxiliar y electrodo de referencia y Z_2 representa la impedancia vista entre el electrodo de trabajo y el electrodo de referencia.

La corriente de entrada del amplificador tiende a cero, así, la corriente de salida I_c y la tensión en E_r vienen dadas por:

$$I_c = \frac{E_{out}}{Z_1 + Z_2} \quad (4)$$

$$E_r = I_c Z_2 \quad (5)$$

Combinando las ecuaciones (4) y (5) se tiene que:

$$E_r = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} E_{out} = \beta E_{out} \quad (6)$$

Donde β es el factor de retroalimentación. Con (6) y la ecuación de tensión de salida del op-amp de la expresión en (3), se tiene que:

$$\frac{E_r}{E_i} = \frac{\beta A_{OL}}{1 + \beta A_{OL}} \quad (7)$$

Puesto que A_{OL} es un valor muy grande respecto a uno, las tensiones E_i y E_r tienden a ser iguales. Esta es una de las características principales de un amplificador con retroalimentación negativa. Así, la ecuación se reduce a:

$$E_i = E_r \quad (8)$$

La ecuación (7) muestra cómo el amplificador trabaja para mantener la diferencia de potencial entre los electrodos de trabajo y de referencia acerca al valor del voltaje de entrada.

El circuito del potenciostato incluye principalmente el lazo de conducción del electrodo auxiliar (amplificador de control), el circuito seguidor de voltaje del electrodo de referencia y el circuito de conversión de corriente-voltaje para la corriente amperométrica generada en el electrodo de trabajo. A través de un amplificador operacional de alta precisión y el electrodo auxiliar, se inyecta la corriente necesaria para estimular la reacción electroquímica, sin afectar el potencial en los electrodos. La función principal del electrodo de referencia es proporcionar una tensión de referencia que no varíe a pesar de las condiciones externas. El circuito seguidor de tensión reduce la influencia de polarización electroquímica en el electrodo de referencia [10].

Otra configuración se ilustra en la Figura 7, denominada configuración de electrodo auxiliar a tierra que también

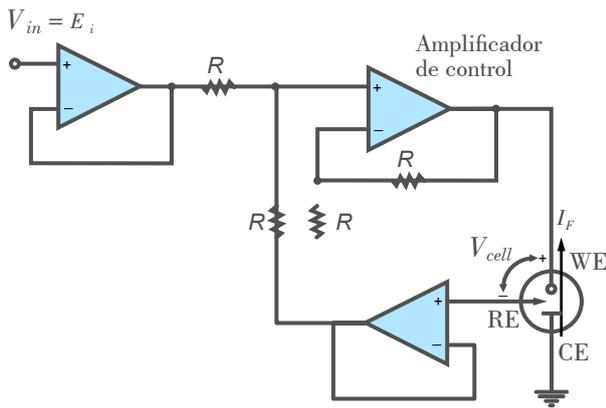


Figura 7. Control de potencial con CE aterrizado.

cuenta con un amplificador de control con realimentación negativa. Es más compleja ya que utiliza más componentes, pero ofrece ventajas al mejorar la medición de la corriente cuando hay exposición a interferencias electromagnéticas (EMI).

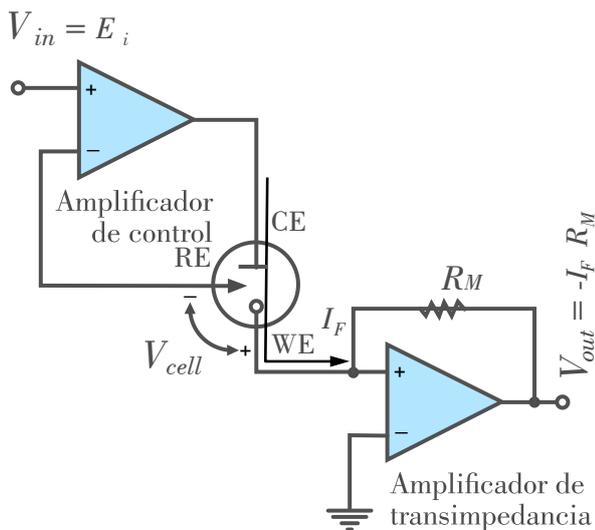


Figura 8. Medición de corriente utilizando un amplificador de transimpedancia.

Medición de la corriente

De igual manera que para el control de voltaje, existen diferentes configuraciones para la medición de la corriente amperométrica. A continuación, se explica dos alternativas para potencióstatos que utilizan la configuración de electrodo de trabajo a tierra para el control de potencial. Lo más común es utilizar un amplificador de transimpedancia, que es en esencia, un convertidor de corriente a voltaje implementando un único amplificador operacional (ver Figura 8). El amplificador de transimpedancia se conecta al electrodo de trabajo, creando una tierra virtual en éste y generando una salida de voltaje proporcional a la corriente I_F [14].

El voltaje a la salida del amplificador viene dado por la ecuación:

$$V_{out} = -I_F R_M \quad (9)$$

Este enfoque ofrece algunas ventajas, como su sencilla implementación, su capacidad de medir corrientes más pequeñas simplemente sustituyendo la resistencia R_M por una de mayor valor, y que tanto la medida de tensión como de corriente están referenciadas a tierra, mejorando la precisión. Sin embargo, debido a que WE no está conectado a una tierra física, el potencióstato es vulnerable a ruido eléctrico, particularmente a EMI de alta frecuencia [1]. Por otro lado, dado que la corriente más alta en la reacción es del orden de nanoamperios o microamperios, es importante que la corriente de polarización de entrada sea mucho menor que la corriente que se está midiendo para evitar que afecte el voltaje de salida. Por ello, se recomienda utilizar amplificadores operacionales con un valor alto de rechazo al modo común

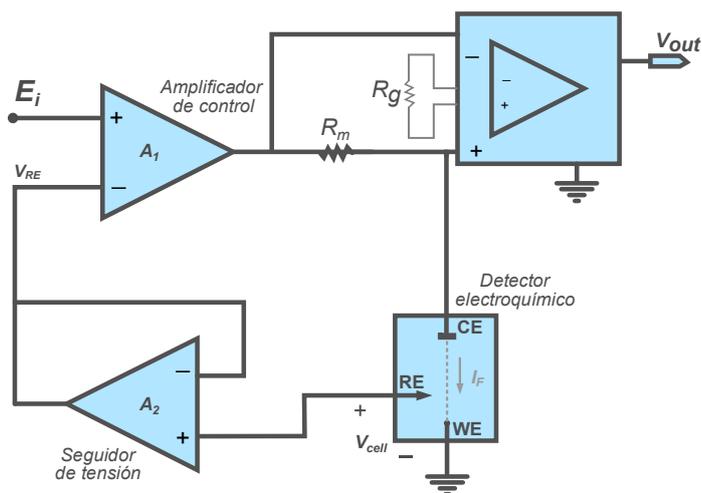


Figura 9. Medición de corriente utilizando un amplificador de instrumentación.

Un amplificador de instrumentación ubicado a la salida del amplificador de control también es adecuado gracias a su alta precisión, ganancia ajustable y CMRR, suministrando una señal de entrada diferencial proporcional a la corriente amperométrica haciendo uso de una resistencia R_m , como se muestra en la Figura 9 [5].

La expresión que describe el voltaje de salida en función de la corriente que circula por la celda es:

$$V_{out} = I_f R_m G \quad (10)$$

Donde G es la ganancia del amplificador de instrumentación, la cual se puede modificar en función de la resistencia R_g .

(CMRR), que se define como la relación entre la ganancia de la señal diferencial y la señal en modo común (señales no deseadas, como el ruido eléctrico, que afectan ambas entradas del op-amp) y se expresa en decibelios. Además, es importante contar con valores elevados de ganancia en lazo abierto y resistencia de entrada [10, 16].

2.5 Procesamiento de datos

La señal de salida del potencióstato V_{out} no es el valor de concentración de hidrógeno, sino una representación

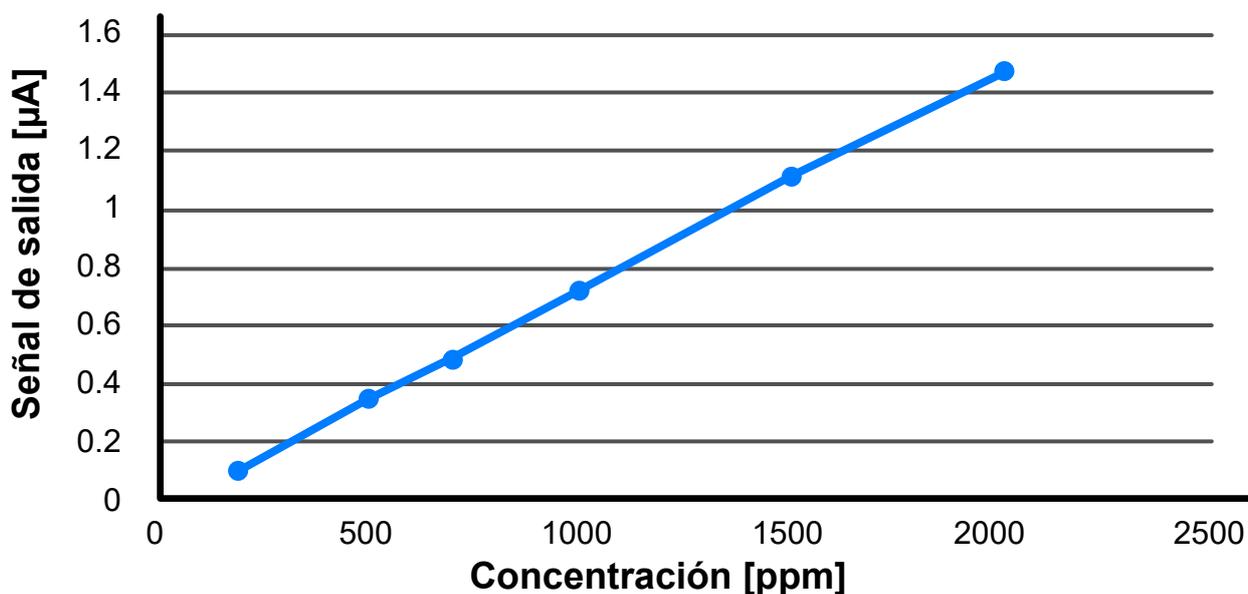


Figura 10. Curva de calibración MEV-GH01.

proporcional de ésta. El valor de concentración final se obtiene a partir de las curvas de calibración del detector de hidrógeno, que inicialmente son suministradas por el proveedor. La Figura 10 muestra la curva de calibración para el sensor MEV-GH01 de la compañía Winsen Sensors. El eje x representa el valor de concentración en partes por millón, mientras que el eje y representa la magnitud de la señal de salida del detector. Generalmente, la relación entre la concentración y la corriente sigue un comportamiento lineal dentro de un rango específico. Sin embargo, en concentraciones límites del sensor, esta linealidad puede desviarse, requiriendo un ajuste polinomial o logarítmico. Para obtener un valor de concentración se debe realizar un procesamiento de la señal utilizando microcontrolador o una tarjeta de adquisición de datos [4].

Se debe elegir un microcontrolador que incluya un conversor analógico digital (ADC) con la suficiente resolución para medir de manera óptima la señal de salida del potencióstato, que a su vez depende del detector de hidrógeno utilizado. El fabricante especifica valores de sensibilidad (corriente por unidad de concentración) y rango de operación. Para detectar cambios en la corriente en el orden de $0.1 \mu A$, se debe asegurar que al circular esta corriente que circula por R_m genere una tensión de salida de al menos $1 V_{LSB}$, que representa el valor en tensión del bit menos significativo que puede representar el ADC.

$$V_{out} = 0.1 \mu A R_m G > 1 V_{LSB} \quad (11)$$

El ADC del microcontrolador se configura para operar en un rango de 0-5 V en su entrada analógica, así, la tensión del bit menos significativo es de 1.22 mV con un ADC de 10 bits;

entonces el valor de transresistencia $R_m * G$ en la expresión (10) está dado por:

$$R_m G > \frac{1.22 mV}{0.1 \mu A} = 12.2 k\Omega \quad (12)$$

Bajo esta condición el ADC puede leer el menor cambio de corriente/concentración que el detector es capaz de ofrecer.

3 Discusión y conclusiones

Los potencióstatos son dispositivos esenciales en la medición de sensores electroquímicos. La revisión de la literatura nos permite concluir que no es necesario contar con un dispositivo comercial de alto costo para trabajar con estos detectores. Existen diversas posibilidades y configuraciones que utilizan componentes y equipos de bajo costo, dependiendo de la aplicación requerida, siempre prestando atención a las especificaciones de la celda utilizada. Es fundamental resaltar la importancia del control de potencial en el electrodo de trabajo para lograr mediciones precisas. Las magnitudes de las corrientes que se manejan pueden ser fácilmente alteradas por interferencias externas, como la EMI, lo que hace indispensable seleccionar dispositivos con elevados valores de CRMM, impedancia de entrada y ganancia diferencial para mejorar la precisión y estabilidad de la señal medida. Por último, es crucial elegir un ADC que se ajuste a la sensibilidad del detector para la lectura de la salida en el potencióstato; de lo contrario, se podría comprometer la exactitud de la medición.

Agradecimientos

El presente trabajo fue financiado por el Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación, con recursos del Patrimonio Autónomo Fondo Nacional de Financiamiento para la Ciencia, la Tecnología y la Innovación, Francisco José de Caldas, y hace parte de la ejecución del programa "Manejo integral del hidrógeno en mezcla con gas natural como medio para facilitar la transición energética hacia energías renovables", co-ejecutado por el CDT de Gas, la Corporación para la Investigación de la Corrosión, la Universidad Pontificia Bolivariana sede Bucaramanga, la Fundación Universitaria de San Gil (Unisangil) y Promigas S.A. E.S.P.

Referencias

- [1] Ahmadi M. M., Jullien G. A. 2009. Current-mirror-based potentiostats for three-electrode amperometric electrochemical sensors. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers* 56(7): 1339–1348.
- [2] Alfaro M., Alfaro I. 2017. Construcción de un potenciostato de bajo costo para estudios de inhibición de corrosión de acero: determinación del potencial de corrosión y mediciones cronoamperométricas. *Educación Química*, 28(4): 269–274.
- [3] Aroutiounian V. M. 2005. Hydrogen detectors. *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology* 3(23): 21-31.
- [4] Bard A. J., Faulkner L. R., White H. S. 2001. *Electrochemical Methods: Fundamentals and Applications*. 3 edición. Wiley.
- [5] Barrero Pérez J. G., Amaya Palacio J. A., Acevedo Picón A. R., Acevedo Rueda J. J., González Sua G. E., Morales Suárez L. C. 2004. Diseño y construcción de un prototipo de potenciostato galvanostato para el laboratorio de corrosión de la escuela de ingeniería metalúrgica. *Revista UIS Ingenierías* 3(1): 29–40.
- [6] Hickling A. 1942. Studies in electrode polarization - Part IV – The automatic control of the potential of a working electrode. *Transactions of the Faraday Society* 38: 27–33.
- [7] Hübert T., Boon-Brett L., Black G., Banach U. 2011. Hydrogen sensors – A review. *Sensors and Actuators B: Chemical* 157(2): 329–352.
- [8] Korotcenkov G., Han S. D., Stetter J. R. 2009. Review of electrochemical hydrogen sensors. *Chemical Reviews* 109(3): 1402–1433.
- [9] Kroll A. V., Smorchkov V., Nazarenko A. Y. 1994. Electrochemical sensors for hydrogen and hydrogen sulfide determination. *Sensors and Actuators B: Chemical* 21(2): 97–100.
- [10] Ning Z. H., Huang J. Q., Guo S. X., Wang L. H. 2020. A portable potentiostat for three-electrode electrochemical sensor. *Journal of Physics: Conference Series* 1550: 042049.
- [11] Segura Giraldo B., Jiménez García F. N., Giraldo Torres L. R. 2016. Prototipo de potenciostato con aplicaciones en procesos electroquímicos. *Entre Ciencia e Ingeniería*, 10(19): 61–69
- [12] Skoog D. A., West D. M., Holler F. J. 1996. *Fundamentals of Analytical Chemistry*. Harcourt Brace College Publ.
- [13] Verfondern K. 2022. Chapter 1 - Hydrogen fundamentals, en *Hydrogen Safety for Energy Applications*, Kotchourko A. y Jordan T. (eds.). Elsevier.
- [14] Wang W.-S., Kuo W.-T., Huang H.-Y., Luo C.-H. 2010. Wide dynamic range CMOS potentiostat for amperometric chemical sensor. *Sensors* 10(3):1782–1797.
- [15] Arrieta Almario A. A., Tarazona Cáceres R. L. 2014. Sistema multipotenciostato basado en instrumentación virtual. *Ingeniería, Investigación y Tecnología* 15(3): 321–337.



Diseño del Sistema de Mezclado de Gas Natural con Hidrógeno de Alta Presión

Juan Pablo Gualdrón Ramírez ¹

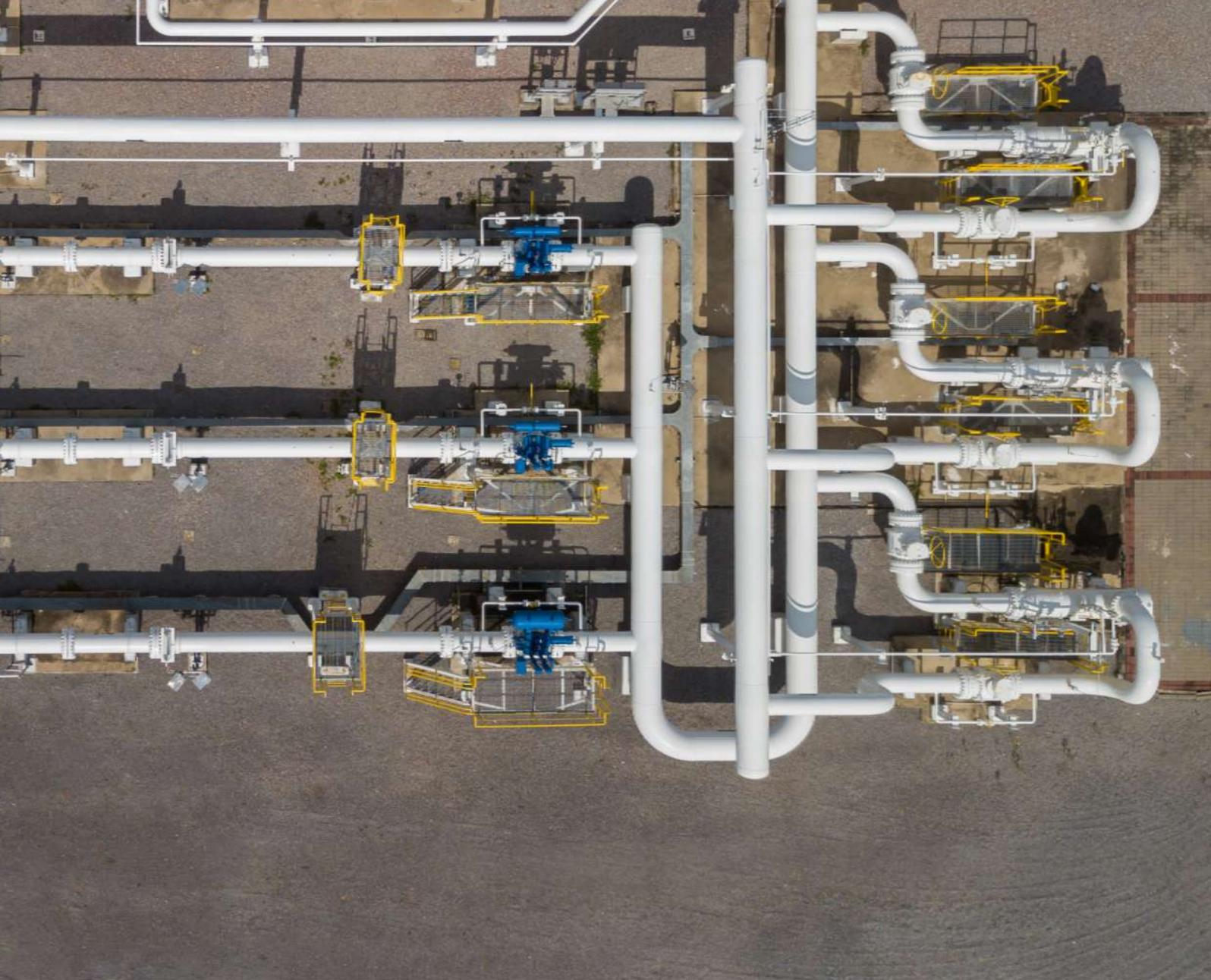
¹ Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, Parque Tecnológico UIS Guatiguará, km 2 vía El Refugio, Piedecuesta, Colombia.

jgualdron@cdtdegas.com

Resumen

Dentro de la industria energética se han buscado diversas alternativas para suplir las necesidades que cubren los combustibles fósiles, con el fin de reducir la huella de carbono generada a lo largo de los años. Una de estas alternativas es el manejo de otro tipo de fuentes energéticas como el hidrógeno (H_2). Sin embargo, el uso de este tipo de gases supone un mayor riesgo de fugas y requiere un tratamiento más riguroso que el gas natural debido al tamaño de sus moléculas y propiedades. La implementación de normas de seguridad como el "Código de Tecnologías de Hidrógeno" (NFPA 2) ayudan a garantizar un ambiente seguro para prevenir accidentes.

A continuación, se mostrará el proceso de diseño de un sistema de mezclado de hidrógeno y gas natural, incluyendo el análisis de riesgos, optimizaciones y consideraciones que se ajustaran a los requerimientos y normas de seguridad, así como los resultados.



ABSTRACT

Within the energy industry, various alternatives have been explored to replace the needs covered by fossil fuels in order to reduce the carbon footprint accumulated over the years. One of these alternatives is the use of different energy sources, such as hydrogen (H_2). However, the use of such gases poses a higher risk of leaks and requires more rigorous handling than natural gas due to the size of its molecules and its properties. The implementation of safety standards, such as the "Hydrogen Technologies Code" (NFPA 2), helps ensure a safe environment to prevent accidents.

The following will present the design process of a hydrogen-natural gas mixing system, including risk analysis, optimizations, and considerations that align with safety requirements and regulations, as well as the results.

1. INTRODUCCION

El estudio del hidrógeno se ha acrecentado a lo largo del tiempo, un ejemplo es la tecnología denominada como *blending*, el cual consta de inyectar un porcentaje de H₂ en gas natural para su uso en aplicaciones actuales. Se han llegado a aplicar concentraciones de entre el 5% y el 20%, aunque cada país cuenta con políticas y restricciones distintas sobre esta práctica, debido a sus diferentes certificaciones, normas de seguridad y objetivos financieros. En 2020, la Comisión Europea presentó la estrategia titulada "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe" [1], cuyo objetivo es alcanzar la neutralidad climática para 2050. Para ello, se propone transformar el sistema energético de la Unión Europea, que actualmente es responsable del 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero, y establecer una economía de hidrógeno limpia y sostenible [1].

Dentro del programa "Manejo integral del hidrógeno en mezcla con gas natural como medio para facilitar la transición energética hacia energías renovables" se busca evaluar la implementación del *blending* en territorio colombiano, para lo cual se requiere diseñar un sistema de mezclado de gas natural e H₂ que permita generar mezclas de diferentes concentraciones. Debido a los riesgos que presenta el confinamiento de estos gases, el diseño se tiene que regir por unas normas muy estrictas, según el área o condiciones del espacio en el cual se va a diseñar el elemento de mezclado. Aparte de eso se deben tener en cuenta algunos aspectos, como la fragilización de los materiales, la estratificación de los gases, el volumen de cada gas, las presiones del sistema, entre otras características que se deben evaluar durante el diseño.

El proceso de diseño se lleva a cabo en diversos pasos: identificación de necesidades, definición del problema, síntesis, análisis y optimización, evaluación y presentación; todo esto basándose en el modelo de diseño propuesto por Edward Shigley [2]. El proceso de diseño se puede observar en la Figura 1.

La metodología de diseño de Edward Shigley comienza con la identificación del problema, fase fundamental en la que se definen los objetivos y necesidades específicas que el equipo debe cumplir. Este análisis inicial permite comprender los requerimientos operativos como características dentro del diseño (presión, temperatura y flujo) y las limitaciones, estableciendo una base sólida para el desarrollo.

A partir de ahí, se procede al diseño conceptual, donde se plantean ideas preliminares y alternativas que podrían dar solución al problema. Este proceso incluye la selección de materiales y la definición de especificaciones técnicas (como presiones, temperaturas y flujos), ya que estas características determinan la viabilidad del equipo en condiciones de operación reales.

En el diseño en detalle, cada elemento se concreta con precisión, dando lugar a la elaboración de diagramas de tuberías e instrumentación (P&ID) que representan el funcionamiento y las conexiones del sistema. El modelado en CAD permite visualizar el equipo en tres dimensiones, facilitando la identificación temprana de posibles inconvenientes estructurales y funcionales.

La selección de alternativas asegura que se consideren y evalúen múltiples soluciones antes de decidir la más adecuada, mientras que el análisis y optimización de riesgos y costos permiten equilibrar la seguridad, la eficacia y la economía del diseño. Finalmente, la evaluación global del

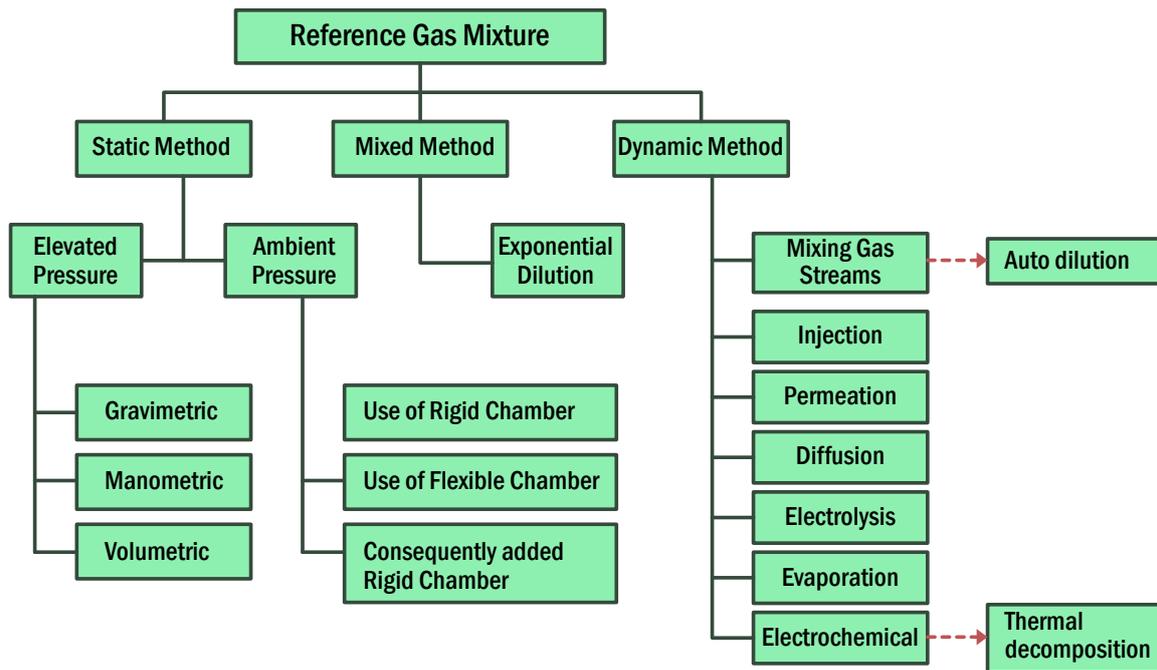


Figura 2. Diagrama de los diferentes tipos de mezclado para gases [3].

Debido a que este sistema solo se busca para realizar mezclas en alta presión, se decidió por los 3 métodos de mezclado conocidos como gravimétrico, manométrico y volumétrico.

Gravimétrico

Este método de mezclado se centra en controlar la cantidad necesaria de cada uno de los componentes a través del peso de cada uno de ellos. La siguiente ecuación muestra la relación entre la masa y las demás variables de la mezcla.

$$m_i = \frac{x_i * P * V * M_i}{R * T * Z} \quad (\text{Ec.1})$$

Donde:

x_i : fracción molar de cada componente

m_i : masa de cada elemento

M_i : masa molar de cada elemento

P : presión final de la mezcla

V : volumen del cilindro de mezcla

R : constante de los gases

T : temperatura (constante)

Z : factor de compresibilidad real

Este proceso se realiza por medio del uso de una balanza para medir la masa que entra a los cilindros durante el llenado (ver Figura 3). Es importante destacar que la eficiencia y precisión de la mezcla por gravimetría de gases dependen de varios factores, incluyendo la exactitud de los instrumentos de pesaje, la pureza de los gases utilizados, el control de las condiciones ambientales (como temperatura y presión) y la aplicación de procedimientos meticulosos durante la preparación de la mezcla. La adherencia estricta a protocolos establecidos y la

calibración regular de los equipos son esenciales para mantener la alta eficiencia de esta técnica. El proceso se lleva a cabo en condiciones controladas de presión y temperatura.

Finalmente, el proceso se debe verificar para corroborar que se hizo de manera correcta evaluando que la mezcla cumpla con todos los requerimientos necesarios, como la homogeneización, peso final de la mezcla, y/o concentraciones de cada componente [5]. La verificación consiste medir la composición final por un método independiente.

La preparación gravimétrica de mezclas de gases es una técnica reconocida por su alta precisión y exactitud en la determinación de concentraciones de los componentes gaseosos. En condiciones controladas, la eficiencia de esta técnica puede alcanzar niveles muy altos, con incertidumbres relativas que suelen ser inferiores al 1%. Esto significa que la desviación en la concentración de los componentes de la mezcla es mínima, lo que garantiza una alta confiabilidad en los resultados obtenidos [4].

Manométrico

En este método, a los cilindros se les inyecta gas de alta presión y se registra el cambio en la presión parcial de la mezcla por medio de un manómetro o un medidor de presión absoluta. Se debe mantener una temperatura constante dentro del cilindro. El valor de la fracción de gas dentro de la mezcla se calcula teóricamente a través de los valores de las presiones parciales de cada uno de los gases dentro de la mezcla. El cálculo se realiza a través de la siguiente ecuación:

$$x_i = \frac{Z * n * R * T}{V * P} \quad (\text{Ec.2})$$

Donde:

x_i : fracción molar de cada componente

P : presión total de la mezcla

V : volumen del cilindro de mezcla

R : constante de los gases

T : temperatura (constante)

Z : factor de compresibilidad

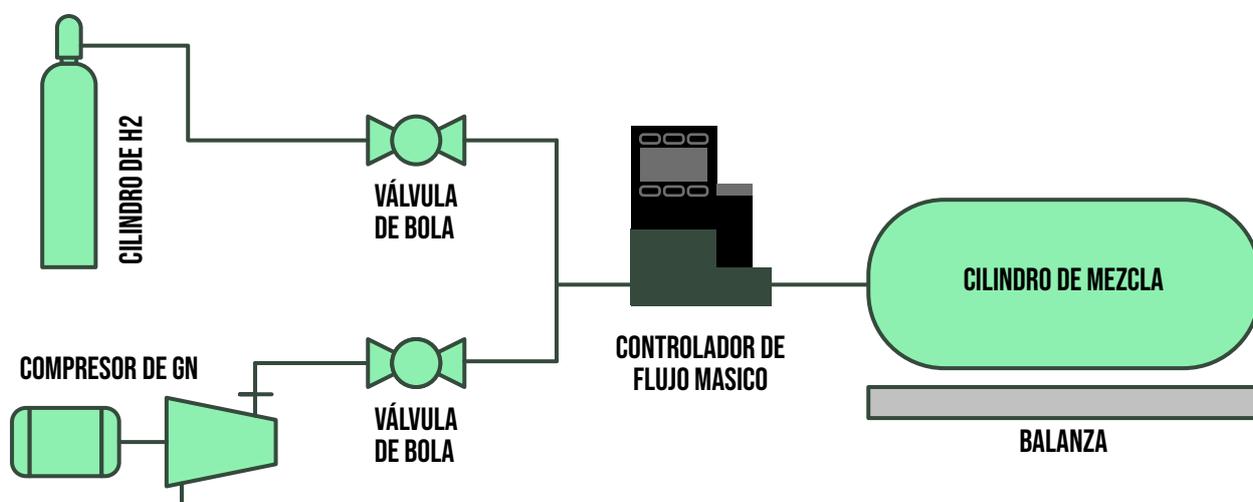


Figura 3. Diagrama de mezcla gravimétrica.

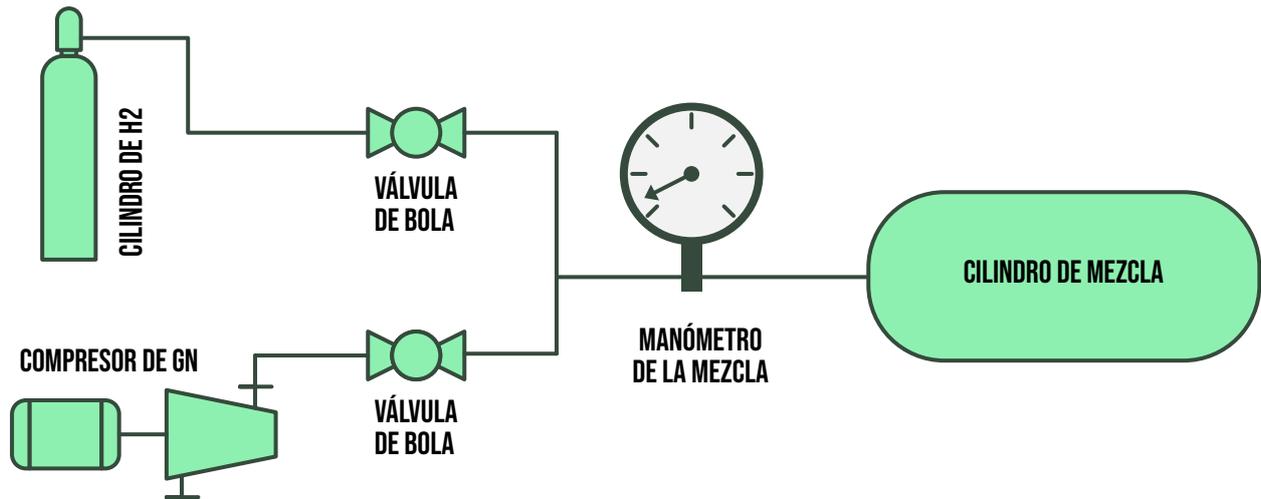


Figura 4. Diagrama de mezcla manométrica.

Este método puede ser usado para preparar grandes volúmenes de mezclas de gases, y el beneficio más visible es su costo relativamente bajo, debido a que no utiliza dispositivos costosos o muy sofisticados para su implementación. Sin embargo, la exactitud en la medición de la presión de la mezcla es de suma importancia para calcular de manera precisa su composición [5].

La eficiencia del método manométrico depende de factores como la exactitud en la medición de presiones, la estabilidad de los gases y la calidad de los equipos utilizados. En condiciones controladas, este método puede lograr una incertidumbre relativa en la composición de la mezcla de alrededor del 1% al 2%, aunque esto varía según el rango de presión y los gases involucrados [4].

Volumétrico

En este método, los gases se mezclan en proporciones específicas midiendo sus volúmenes antes de combinarlos dentro de un cilindro o un recipiente de mezcla. Sin embargo, a diferencia del caso ideal,

en gases reales se deben considerar efectos de compresibilidad, especialmente a altas presiones o bajas temperaturas, donde las interacciones intermoleculares afectan el comportamiento del gas. La fracción molar de cada gas en la mezcla se determina mediante la siguiente ecuación corregida para gases reales:

$$x_i = \frac{Z_i * V_i}{\sum(Z_j * V_j)} \quad (\text{Ec.3})$$

Donde:

x_i : fracción molar de cada componente

Z_i : factor de compresibilidad del gas i

V_i : volumen del gas individual

Z_j : factor de compresibilidad de los gases en la mezcla

V_j : volumen del gas en la mezcla

El factor de compresibilidad (Z) se obtiene de tablas termodinámicas, ecuaciones de estado como van der Waals, Redlich-Kwong o Peng-

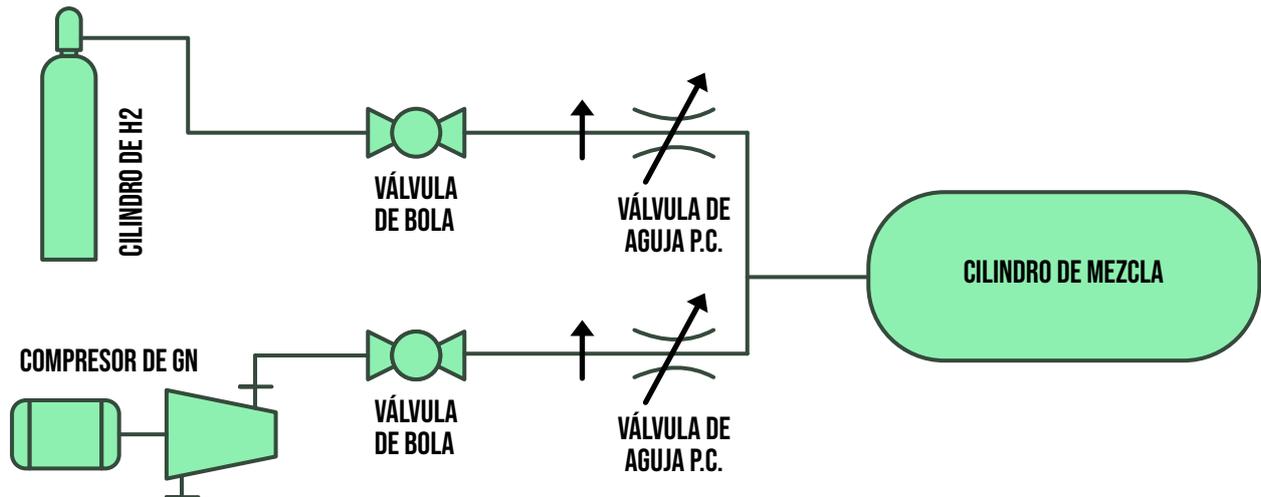


Figura 5. Diagrama de mezcla volumétrica.

Robinson, o mediante correlaciones empíricas en función de la presión y la temperatura.

La eficiencia del método volumétrico depende de la precisión en la medición de volúmenes, la estabilidad de los gases y la calidad de los instrumentos utilizados. En condiciones controladas, la incertidumbre relativa en la composición de la mezcla suele estar entre 1% y 5%, dependiendo del equipo y el procedimiento aplicado [4].

2.1.1.2 Método dinámico de mezclado

Este método de mezclado consiste en utilizar una corriente continua de ambos componentes de la mezcla, ya que como su nombre lo indica la etapa de mezclado se realiza de manera dinámica estando los dos gases con un flujo controlado, para posteriormente ser utilizados de inmediato en la línea de flujo. Se requiere una instrumentación de alta exactitud para lograr mezclas con composiciones con baja incertidumbre, ya que una tasa de flujo precisa implica una mayor precisión en la proporción de la mezcla, permitiendo

generar un amplio rango de fracciones molares [3].

Entre los métodos dinámicos, únicamente se decidió evaluar el método de "Mezclas de corrientes de gas" debido a que el resto de los métodos requieren sistemas más complejos y más costosos.

2.2 Mezclas de corrientes de gas

El método de corrientes de gas realiza la mezcla de manera dinámica controlando el flujo másico de los gases de la mezcla, y en ciertos casos homogeneizando la mezcla en una cámara de mezclado. El sistema cuenta con dos controladores de flujo másico que son los encargados de mantener la proporción dentro de la mezcla. Un gas denominado diluyente (gas natural) y otro analito (H_2) son los gases que se someten a este proceso, para llegar a la cámara de mezclado y posteriormente a su destino.

Las ventajas más grandes de este proceso de mezclado son la homogeneidad que genera dentro de la mezcla y la velocidad de la preparación.

La mezcla posteriormente es pasada a través de un analizador para corroborar las concentraciones de gases dentro de ella [3].

2.2.1 Niveles de presión, temperatura y flujo

Dentro de esta etapa en el diseño se identifican las especificaciones del sistema que se va a diseñar, como lo son presiones, dimensiones, temperaturas, entre otras. Uno de los proyectos del programa requiere el llenado con la mezcla de tanques de gas para uso vehicular, a presiones de 250 bar (3625 PSI). El proceso de llenado de los tanques hasta esas presiones ocasiona un incremento en la temperatura, por lo que se debe calcular una temperatura máxima que alcanzará la mezcla asumiendo una velocidad de llenado controlada para evitar aumentos exagerados durante el proceso.

La temperatura final del sistema se puede calcular por medio de la ecuación adiabática de gases que se muestra a continuación (Ec.4). Donde se sabe que

" γ_{real} " es la relación adiabática real que depende de las condiciones del gas.

$$T_f = T_i \left(\frac{P_i}{P_f} \right)^{(\gamma_{real}-1)/\gamma_{real}} \quad (Ec.4)$$

Donde:

T_f : temperatura final del sistema

T_i : presión inicial del sistema

P_i : presión inicial del sistema

P_f : presión final del sistema

Una vez se tenga la temperatura final encontrada por la relación adiabática se aplica un factor de seguridad con el fin de determinar la transferencia de calor necesaria para evitar un incremento excesivo de la temperatura. La Ec. 5 muestra la transferencia de calor del cilindro hacia el ambiente.

$$Q = m * C_{p,mezcla} * (T_f - T_{amb}) \quad (Ec.5)$$

Donde:

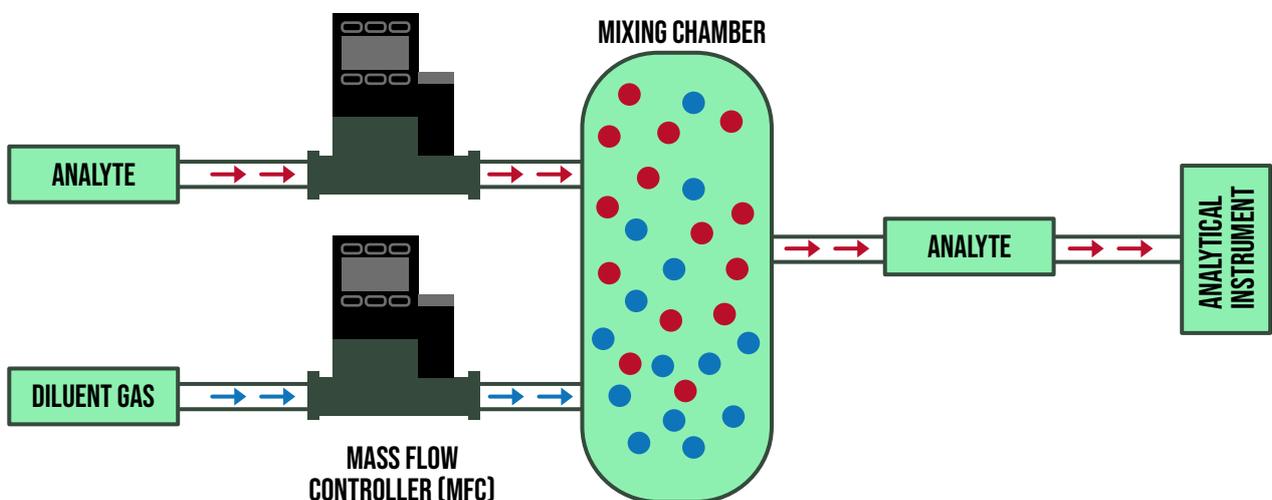


Figura 6. Diagrama de mezclado de corrientes de gas [3].

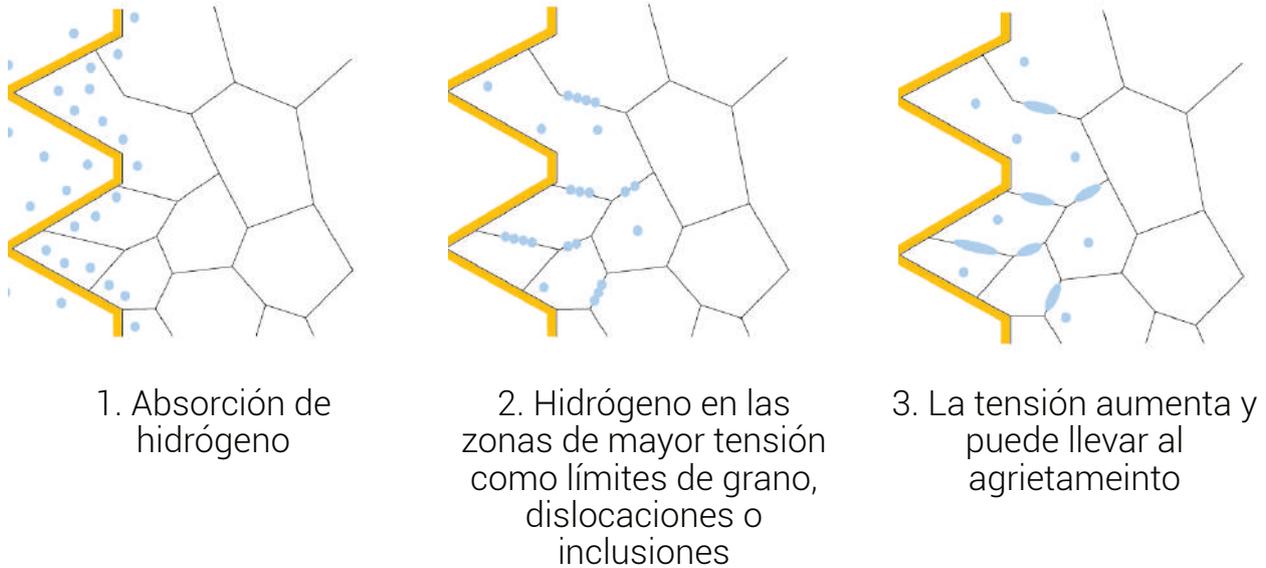


Figura 7. Diagrama de las etapas de la fragilización por H₂ [7].

T_f : temperatura final del sistema

T_{amb} : temperatura ambiente

$C_{p,mezcla}$: calor específico a presión constante

m : masa de la mezcla

Q : transferencia del calor del sistema

Conociendo la transferencia de calor, se podría determinar la velocidad de llenado del tanque para garantizar un control de la temperatura [5].

Teniendo los valores de presión, temperatura y flujo máximos del sistema, se puede proceder a la selección de equipos para empezar el diseño preliminar del mismo.

2.2.2 Selección de material de la instrumentación y tubing

El proceso de selección de material para el manejo de H₂ es un factor fundamental para evitar riesgos durante la operación del sistema, por lo que se

evaluaron los riesgos en caso de que los materiales seleccionados no fueran compatibles con este tipo de gas. El H₂ es un gas que presenta moléculas de un tamaño mucho menor que el resto de gases con los que se acostumbra trabajar en la industria, lo que acarrea una serie de problemas poco comunes como la fragilización del material, lo que puede llegar a causar agrietamientos y fisuras.

En condiciones de alta presión y temperatura el H₂ tiende a fragilizar los materiales con los cuales está en contacto, este fenómeno ocurre cuando los átomos de hidrógeno penetran en la estructura del metal y debilitan los enlaces entre átomos, haciendo que el material se vuelva más frágil y susceptible a la fractura. Entre los tipos de acero, el acero inoxidable suele ser más resistente a los ataques químicos, sin embargo, no todos los tipos de acero inoxidable son seguros para trabajar con H₂. Los aceros inoxidables austeníticos 304, 316 y 321 son generalmente más resistentes a la fragilización por H₂, esto debido a que la microestructura de estos aceros inoxidables les proporciona una

Tabla 1. Ventajas y desventajas de los métodos.

MÉTODO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Gravimétrico	<ul style="list-style-type: none"> Alta precisión y exactitud Menor riesgo de alteración 	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de preparación Mayor costo
Manométrico	<ul style="list-style-type: none"> Rápida preparación Versatilidad Buen control de la proporción 	<ul style="list-style-type: none"> Menor precisión que el gravimétrico Requiere calibraciones frecuentes
Volumétrico	<ul style="list-style-type: none"> Rápida y sencilla Adecuado para grandes volúmenes 	<ul style="list-style-type: none"> Menor precisión que los otros métodos Sensibilidad a factores ambientales

mayor ductilidad y capacidad para resistir el agrietamiento inducido por hidrógeno. Por consiguiente, se selecciona el acero inoxidable 316 debido a que sus propiedades para manejo de H₂ son mejores, contiene molibdeno (2-3%), lo que mejora su resistencia a la corrosión, también tiene una mejor resistencia al agrietamiento por corrosión bajo tensión y tiene mayor capacidad de trabajar en ambientes con presiones y temperaturas más altas [6].

2.2.3 Estratificación de la mezcla

La estratificación de una mezcla es el proceso en el que diferentes componentes se distribuyen de manera no homogénea, generando regiones de diferente composición, debido a diferencias en densidad, tamaño o propiedades físicas. Este fenómeno se observa comúnmente en diversas áreas, como la química y la ingeniería.

La estratificación es importante porque puede afectar la homogeneidad de la mezcla y, en consecuencia, sus propiedades y comportamiento, por lo tanto, es esencial tener en cuenta este fenómeno en procesos de preparación, almacenamiento y transporte de las mezclas. El hidrógeno, siendo significativamente menos denso que el gas natural, podría provocar estratificación en tanques de almacenamiento y tuberías. Esto significa que el hidrógeno puede acumularse en la parte superior, afectando la homogeneidad [7].

Durante el transporte, si la mezcla no se homogeneiza adecuadamente, pueden ocurrir fluctuaciones en la composición del gas entregado, lo que impacta negativamente en la eficiencia de los sistemas que dependen de una mezcla uniforme [7]. Por tal razón el transporte debe ser controlado y su almacenamiento debe cumplir con condiciones que ayuden a mantener la homogeneidad.

Se escogió un método preciso anteriormente y se decidió implementar el uso de tanques horizontales y la menor cantidad de desviaciones después de realizada la mezcla para reducir las posibilidades de que se presente este fenómeno.

2.2.4 Selección del tipo de mezclado

Después de haber discutido cada uno de los tipos de mezclado, se puso en consideración los diferentes aspectos de cada uno para la selección final, como lo son, costos, facilidades, complejidad del diseño, riesgos, entre otras.

La comparación de los diferentes métodos estáticos se presenta en la Tabla 1. Al final el método seleccionado fue "Mezclado estático manométrico" debido a que era la elección más práctica para realizar la preparación, que requería menores costos y que presentaba mayor velocidad de preparación de la mezcla con respecto a los otros métodos estáticos.

2.3 Síntesis

Dentro de la etapa de síntesis se desarrolla todo lo relacionado con el diseño conceptual y diseño en detalle del sistema. En esta sección se especifican los equipos seleccionados, y la distribución del sistema dentro de un espacio definido.

2.3.1 Diseño conceptual

Para esta sección se ideó un modelo preliminar del proceso de mezclado para tener una idea general del sistema que se desea modelar. A continuación, se muestra el diseño realizado y la descripción del proceso. La Figura 8 muestra el diagrama de diseño conceptual del sistema de mezclado.

El sistema de mezclado estático manométrico requiere los siguientes componentes:

- Compresor de gas natural
- Cilindro de H₂

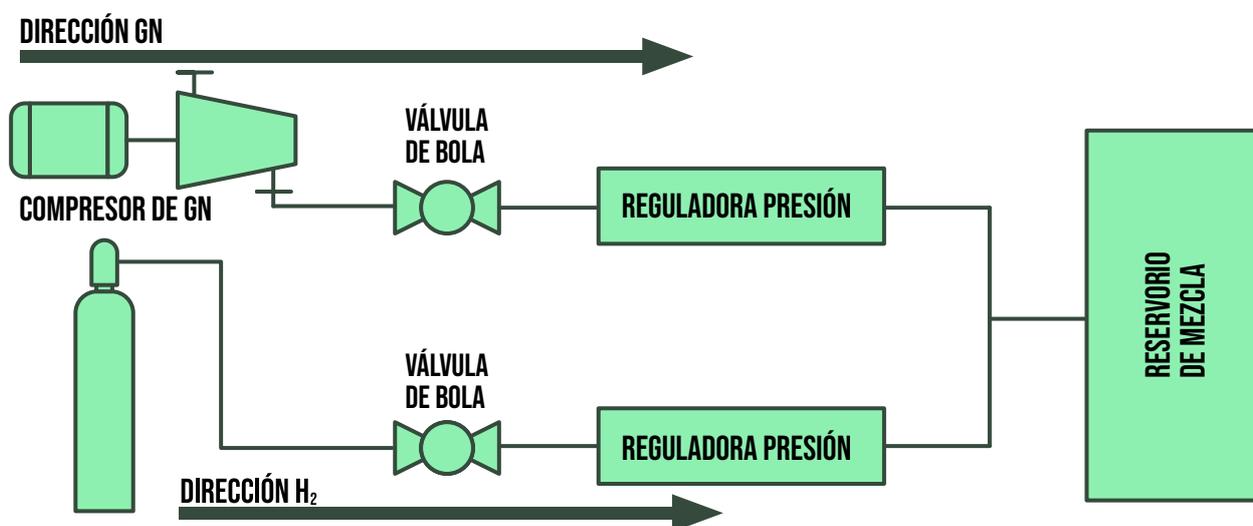


Figura 8. Diagrama de diseño conceptual del sistema de mezclado.

- Válvulas de bola
- Reguladoras de presión
- Reservorio de mezcla

Dentro del proceso que se planteó, los sistemas de suministro de cada gas son el compresor y el cilindro de H₂, los cuales están aislados del resto del sistema por medio de las válvulas de bola. Estas válvulas también se encargan de separar las dos etapas del llenado de reservorio de la mezcla, por lo

cual se debe evitar activarlas al mismo tiempo.

En la primera etapa del llenado, el reservorio se llenará únicamente con H₂ y en la segunda etapa se habilitará el flujo de gas natural para empezar la etapa de mezclado dentro del reservorio del sistema. En la evaluación del sistema se entra en detalle sobre su funcionamiento.

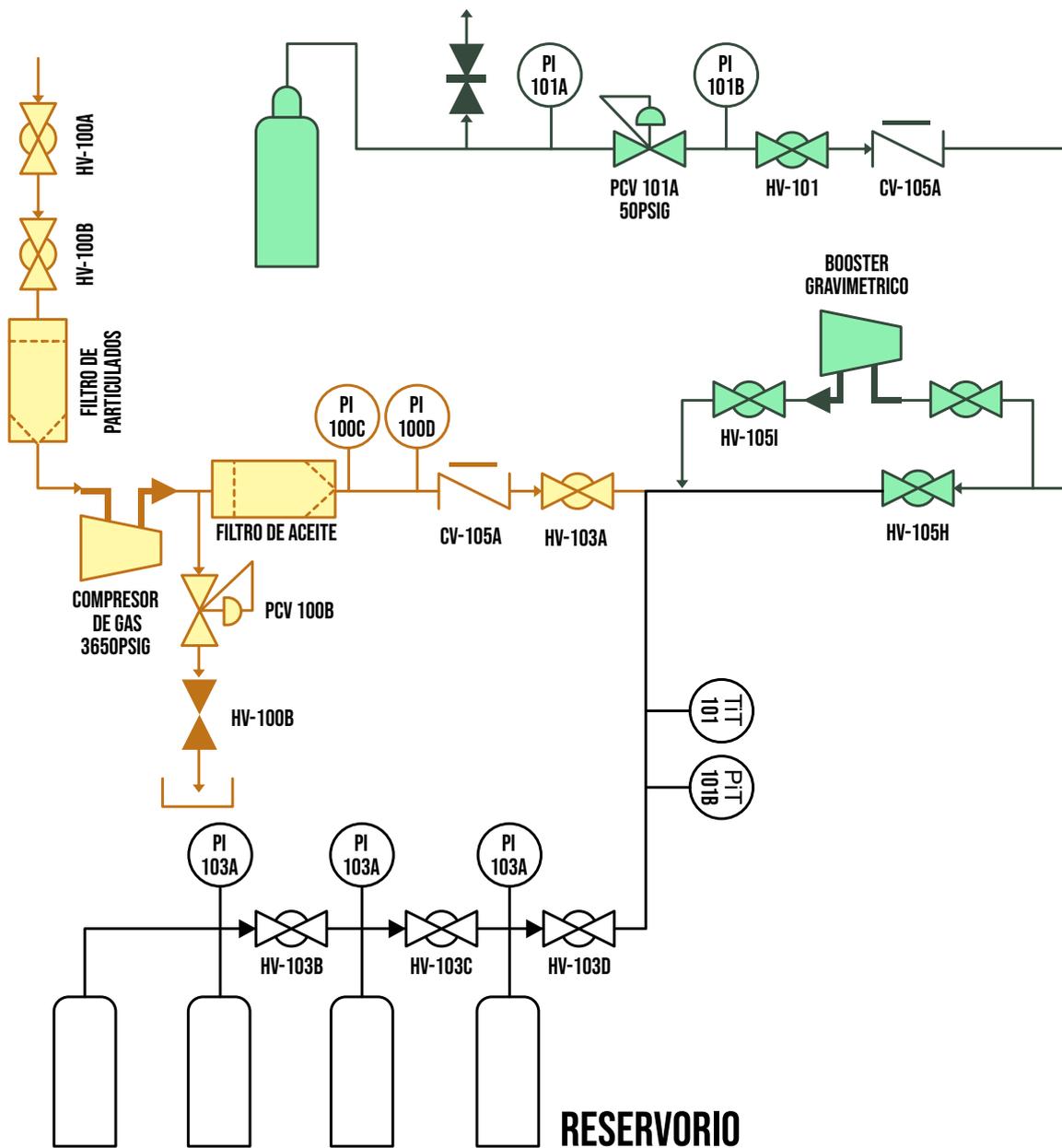


Figura 9. Diagrama P&ID.

2.3.2 Diseño en detalle

2.3.2.1 Desarrollo del P&ID

Después del desarrollo del diseño conceptual se prosiguió a elaborar el P&ID (Diagrama de Tuberías e Instrumentación) del sistema de mezclado. Este diagrama se realizó de manera más detallada especificando presiones, temperaturas, flujos y otras características necesarias para cumplir con la función específica para la que fue asignada. La Figura 9 presenta el P&ID desarrollado para el sistema de mezclado.

Como se observa, en comparación con el diseño conceptual se añadieron diferentes componentes como lo son el booster, filtros, manómetros,

transmisores de temperatura y presión, y tanques adicionales. Todo esto para cumplir con ciertos requerimientos que surgieron al detallar aún más el funcionamiento del diseño, un ejemplo claro es el caso del *booster* que se encarga de enviar el gas remanente del cilindro de H₂ que no es capaz de fluir debido a que se igualen las presiones del tanque y el cilindro durante el llenado, así como también recircular las mezclas ya preparadas en otros sistemas devuelta al reservorio.

Cada equipo se escogió de manera detallada, realizando un proceso de selección comparando con otros con características similares, y con comparación de precios, escogiendo el que más se ajuste a los requerimientos para cumplir de manera óptima su

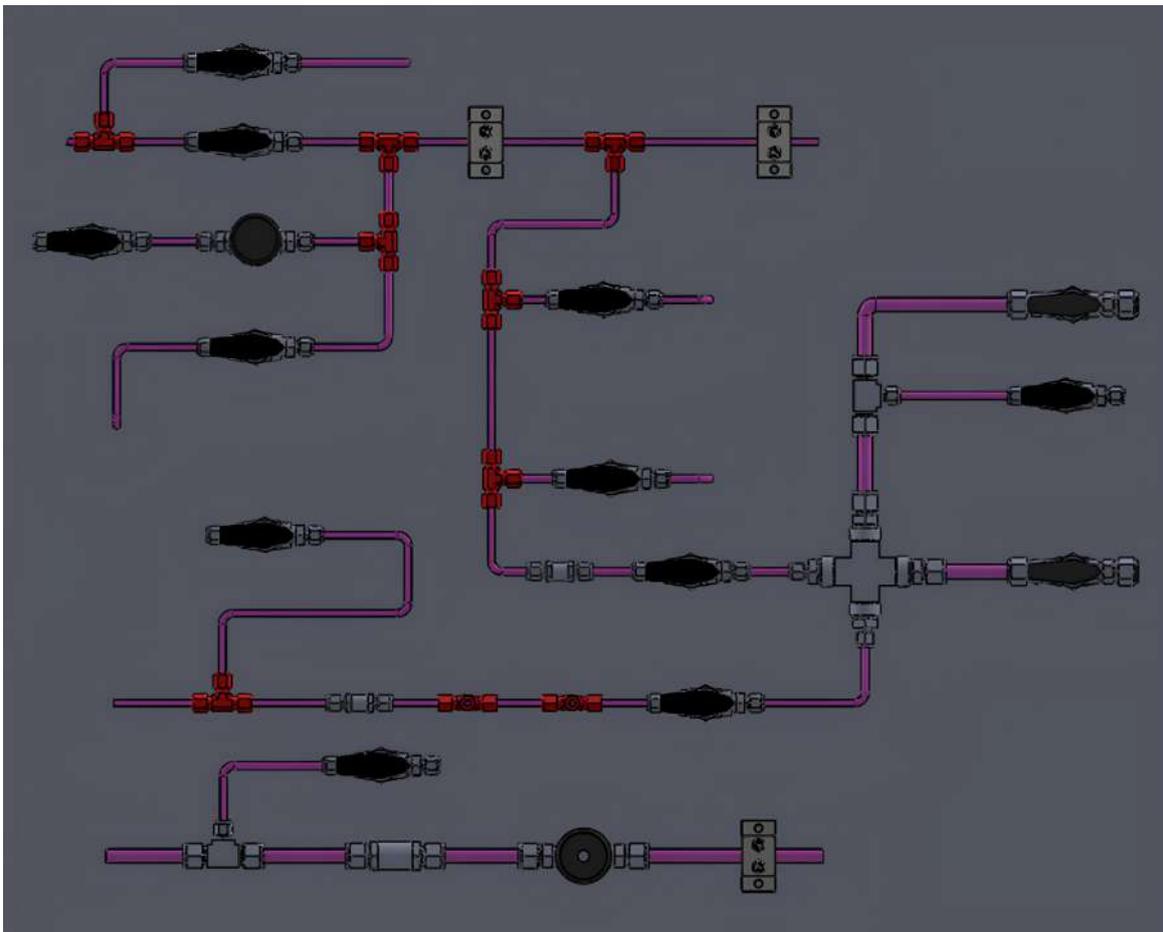


Figura 10. Panel de distribución de sistema de mezclado.

función. Se necesitó realizar una optimización de costos para reducir el gasto de los elementos y que se ajusten al presupuesto del proyecto.

2.3.2.2 Diseño del modelado CAD

Después de definir el P&ID se procedió al modelado en CAD (Diseño Asistido por Computadora) del diseño para poder proseguir con su fabricación. Sin embargo, esta versión CAD no es la definitiva, ya que después de su desarrollo se debe analizar y optimizar su diseño en la siguiente etapa. La Figura 10 muestra el modelado en SolidWorks del panel de suministro desarrollado para la instrumentación del sistema de mezclado, donde se incluye toda la instrumentación mencionada y la necesaria para enviar la mezcla a las diferentes estaciones que lo requieran.

2.4 Análisis y optimización

En esta etapa se busca analizar el diseño previamente terminado, con el fin de detectar cambios que puedan ayudar a reducir costes y riesgos o que faciliten su manipulación. Lo principal que se debe realizar es el análisis de riesgos dentro del diseño, por lo cual se revisaron diferentes normativas para el tratamiento de H₂ como serían NFPA 2, el código para tecnologías con H₂ [8] y NFPA 70, el código de conexiones eléctricas de EEUU para el manejo seguro en áreas explosivas [9]. Para poder hacer cambios dentro del diseño en base a estas normativas se realizó un análisis HAZOP.

2.4.1 Análisis HAZOP

El análisis HAZOP (Hazard and Operability Study) en la fase de diseño de proyectos industriales es una

herramienta crucial para identificar y evaluar riesgos potenciales antes de que se construya o implemente un sistema. Su objetivo es detectar peligros que puedan surgir debido a decisiones de diseño inadecuadas, como la selección de materiales o la configuración de equipos [10].

Al realizar un HAZOP en esta etapa, se optimiza el diseño al proponer mejoras que reducen los riesgos, lo que a su vez asegura el cumplimiento de normativas de seguridad y salud. Además, este análisis no solo contribuye a la seguridad, sino que también mejora la eficiencia operativa al identificar desviaciones y sus consecuencias, permitiendo la implementación de medidas de control adecuadas.

Finalmente, el HAZOP proporciona documentación detallada que es útil para la capacitación del personal y para futuras auditorías de seguridad, haciendo de esta práctica un enfoque proactivo para crear sistemas más seguros y eficientes. Este estudio generalmente se realiza en grupos multidisciplinarios que discuten y analizan el proceso en detalle, permitiendo una identificación más completa de los riesgos y la propuesta de medidas para mitigarlos que en este caso se desarrolló junto al resto del grupo de trabajo del proyecto.

Una vez identificados los riesgos y facilidades gracias a este análisis, se regresa al proceso de síntesis en el diseño para implementar los cambios discutidos dentro del diseño en detalle y el modelado en CAD.

2.4.2 Optimización de costos

La optimización de costos en el diseño es fundamental para garantizar la viabilidad y sostenibilidad de un proyecto. Al integrar eficiencias

económicas desde las primeras etapas del diseño, se pueden identificar y eliminar gastos innecesarios, lo que no solo reduce el presupuesto total, sino que también mejora la rentabilidad a largo plazo. Esta práctica permite utilizar recursos de manera más efectiva, minimizando desperdicios y maximizando el valor de cada inversión. Además, un diseño optimizado puede facilitar una producción más ágil y rentable, adaptándose mejor a las demandas del mercado. Se sometió a un análisis la importancia de cada componente y se siguieron evaluando diferentes alternativas de los elementos para corroborar si su implementación es correcta o necesaria dentro del diseño.

Un ejemplo de este análisis dentro del diseño del sistema de mezclado se puede apreciar en la válvula reguladora de presión en la línea de gas natural después del compresor, la cual se evaluó como innecesaria debido a que de igual forma las diferentes mezclas a diferentes concentraciones que se van a manejar, siempre van a tener una presión total de 3600 PSI por lo que no se necesita regular la presión que entrega el compresor porque es la necesaria para alcanzar el valor requerido dentro del laboratorio.

Este y más análisis se realizaron dentro del sistema para reducir costes innecesarios, de manera que se hiciera un uso controlado del presupuesto definido para este proyecto.

2.4.3. Procedimiento

Una vez completado el diseño se sigue con la etapa de evaluación y presentación, por lo que se procede a explicar el funcionamiento del diseño. Lo siguiente es una breve explicación donde se detallarán los pasos del sistema para desarrollar la mezcla de gas natural e H₂ con base en la Figura 6.

La primera etapa de funcionamiento, es aquella donde se van a llenar los cilindros únicamente con H₂ a presiones de máximo 1500 PSI, se abrirá la válvula de bola para permitir el paso del cilindro a la reguladora de presión donde se ajustará la proporción de H₂ dentro de la mezcla final a través de la variación de presión. Una vez regulada la presión se abrirá la válvula que estará situada en un panel central que se piensa desarrollar para facilitar la manipulación de todo el sistema desde un punto; el gas pasará por el *bypass* del *booster*, el cual no requiere ser activado a menos que las presiones dentro del cilindro sean bajas y se requiera de un componente externo para inducir el flujo a este; luego el H₂ llegará a los cilindros donde se dejará en reposo para estabilizar su temperatura y prepararse para la siguiente etapa.

La segunda etapa de funcionamiento, se abrirá la primera válvula de la línea de gas natural, luego de abrir la segunda válvula situada en el panel mencionado, el gas pasará a través de un filtro de particulado para proteger los componentes internos del compresor y evitar daños dentro del equipo. El compresor presurizará el gas natural hasta alcanzar presiones de 3600 PSI y pasará por un filtro de aceites para evitar condensados dentro de la mezcla, luego se tendrían transmisores de presión y temperatura para monitorear la presión que se está enviando a los cilindros. El gas natural presurizado llegará a los cilindros llenos de H₂ y se formará la mezcla correspondiente a los niveles de concentración requeridos por medio de la regulación de la presión del H₂ dentro del tanque, esto se hará hasta alcanzar una presión total de mezcla de 3600 PSI que es lo actual que manejan los sistemas de llenado de cilindros de gas natural.

3. Conclusiones

La selección del método de mezclado estático manométrico resultó ser la más adecuada para el diseño del sistema, principalmente por su precisión en la composición de la mezcla. A través del monitoreo de las presiones parciales, se busca lograr un control exacto de la fracción molar de hidrógeno en la mezcla con gas natural, que garantice una mezcla homogénea y minimizando variaciones en la composición final.

Además, este método permitió una optimización de costos y simplicidad operativa en comparación con otras alternativas como el gravimétrico o el volumétrico. Al no requerir instrumentación tan costosa como el resto de métodos, ni procedimientos complejos, se redujo significativamente la dificultad en la medición y control del proceso, facilitando su implementación sin comprometer la calidad del mezclado.

Otro aspecto fundamental fue la homogeneidad de la mezcla y la reducción de la estratificación, un desafío clave en el uso de hidrógeno debido a su baja densidad. Con el método manométrico se busca un adecuado control de la presión y temperatura dentro del reservorio de almacenamiento, asegurando que ambos gases se mezclarán correctamente. Como medida adicional, se diseñó un sistema con tanques horizontales y una disposición de tuberías que minimizará la posibilidad de separación de fases dentro del almacenamiento.

En términos de seguridad, la implementación de este método garantizó un manejo seguro del hidrógeno a alta presión (hasta 3600 PSI). Se incorporaron materiales adecuados, como acero inoxidable 316, para prevenir problemas de fragilización

y corrosión, además de cumplir con normativas internacionales como NFPA 2 y NFPA 70. Esto permitirá reducir el riesgo de fugas y garantizar la estabilidad del sistema en condiciones de operación real.

En conclusión, la elección del método estático manométrico representó un equilibrio óptimo entre seguridad, precisión y costos. Su implementación permitió desarrollar un sistema de mezclado confiable y eficiente, adaptado a los requerimientos de la industria y con aplicaciones viables en el uso vehicular e industrial del hidrógeno como fuente de energía.

Agradecimientos

El presente trabajo fue financiado por el Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación, con recursos del Patrimonio Autónomo Fondo Nacional de Financiamiento para la Ciencia, la Tecnología y la Innovación, Francisco José de Caldas, y hace parte de la ejecución del programa "Manejo integral del hidrógeno en mezcla con gas natural como medio para facilitar la transición energética hacia energías renovables", co-ejecutado por el CDT de Gas, la Corporación para la Investigación de la Corrosión, la Universidad Pontificia Bolivariana sede Bucaramanga, la Fundación Universitaria de San Gil (Unisangil) y Promigas S.A. E.S.P.

Bibliografía

- [1] Estévez Gómez B. S., Jerez Villamizar J. M. 2024. Estado del arte del efecto del blending gas-hidrógeno a diferentes composiciones en tuberías aptas para el transporte de gas natural. Trabajo de pregrado de ingeniería

- mecánica, Universidad Industrial de Santander, Colombia.
- [2] Budynas, R. G., Nisbett, J. K. 2011. Diseño en ingeniería mecánica de Shigley. 9 edición. McGraw-Hill.
- [3] Rolle F., Durbiano F., Pavarelli S., Pennechi F. R., Sega M. 2023. Comparison of gravimetry and dynamic dilution for the generation of reference gas mixtures of CO₂ at atmospheric amount fraction. Measurement: Sensors 30: 100937.
- [4] Pérez Castorena A., Serrano Caballero V. M. 2014. Estimación de la Incertidumbre de Medición asociada a la Preparación Volumétrica de una Mezcla de Gases de Monóxido de Carbono Empleando el Método Estático. Publicación Técnica 600-812-MRD036-PT, Centro Nacional de Metrología.
- [5] Çengel, Y. A., Boles, M. A. 2015. Termodinámica. 8 edición. McGraw-Hill Education.
- [6] CELO Screw Technology. s.f. Fragilización por Hidrógeno. Recurso web, recuperado de [https://www.celofasteners.com/es/content/241-fragilizacion-por-hidrogeno#:~:text=La%20fragilizaci%C3%B3n%20por%20hidr%C3%B3geno%20\(HE,rotura%20del%20tornillo%20de%20spu%C3%A9s%20de](https://www.celofasteners.com/es/content/241-fragilizacion-por-hidrogeno#:~:text=La%20fragilizaci%C3%B3n%20por%20hidr%C3%B3geno%20(HE,rotura%20del%20tornillo%20de%20spu%C3%A9s%20de)
- [7] Liu C., Pei Y., Cui Z., Li X., Yang H., Xing X., Duan P., Li L., Li Y. 2023. Study on the stratification of the blended gas in the pipeline with hydrogen into natural gas. International Journal of Hydrogen Energy 48(13): 5186-5196.
- [8] Asociación Nacional de Protección contra el Fuego. 2023. NFPA 2: Hydrogen Technologies Code. United States.
- [9] Asociación Nacional de Protección contra el Fuego. 2023. NFPA 70: Código Eléctrico Nacional. Estados Unidos de América.
- [10] Manufacturing Technology Committee – Risk Management Working Group. 2015. Hazard & Operability Analysis (HAZOP) Training Guide.

