

Evaluación termo-hidráulica del transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural en  
gasoductos

Jennifer Lorena Flórez Castañeda

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniera de Petróleos

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Ingeniero de Petróleos

M.Sc. Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga

2025

### **Dedicatoria**

A mi madre, Alicia Castañeda A. quien es la mujer más valiosa en mi existencia, por dedicar su vida a nosotros sus hijos, no hay palabras suficientes para expresar el amor y el agradecimiento que siento hacia una mujer que me ha enseñado tanto y gracias a ella soy hoy en día una mujer capaz, espero este logro sea un orgullo y sea el deber cumplido de todos los sacrificios que un día vivimos.

A mi padre, Humberto Flórez S. quien es el hombre que más me ama en la vida, infinitas gracias por salir a trabajar diariamente para darnos siempre lo mejor a toda la familia, por ser fortaleza en cada problema o dificultad, por siempre ponernos primero en todo, por enseñarme el valor de la palabra, por haberme criado junto a mi madre como una excelente persona y haberme inculcado valores tan valiosos, este logro es mas de ustedes que mío porque su felicidad es la mía, los amo.

A mis hermanos, Angie Julieth y Liam Humberto, por ser mi red de amor y ayuda, el simple hecho de tenerlos como mis hermanos me llena el corazón de gratitud, ambos fueron peldaños esenciales para seguir firme, son motivación para seguir y siempre serán mi mayor orgullo.

A mi sobrina, Eimy Thaliana, quien ha sido como mi hija, este logro también es para ella, espero que pueda sentirte orgullosa de su tía.

*Jennifer L. Flórez Castañeda*

### **Agradecimientos**

A la Universidad Industrial de Santander por brindarme todas las herramientas para lograr culminar mi carrera universitaria de manera exitosa.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	11
1. Objetivos .....	13
1.1 Objetivo General .....	13
1.2 Objetivos Específicos .....	13
2. Fundamentos del transporte de gases en ductos .....	14
2.1 Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno y el gas natural .....	15
2.2 Índice de wobbe .....	16
3. Comportamiento de combustión y seguridad .....	17
3.1 Desafíos termo-hidráulicos en el transporte de hidrógeno .....	19
3.1.1 Impacto en la infraestructura de gasoductos .....	19
3.1.2 Fragilización por hidrógeno .....	19
3.1.3 Fugas de hidrógeno .....	19
4. Efecto joule-thomson .....	20
4.1 Comportamiento del hidrógeno frente al gas natural .....	21
4.2 Implicaciones prácticas en el transporte .....	21
5. Modelos matemáticos y simulación .....	22
5.1 Ecuación de Soave-Redlich-Kwong (SRK) .....	23
5.2 Ecuación de Peng-Robinson (PR) .....	23
6. Análisis y estudios previos sobre el transporte de mezclas de hidrógeno .....	25

7. Metodología .....	26
7.1 Composición del gas natural.....	27
7.2 Selección de ecuación de estado.....	28
7.3 Inicio de la simulación .....	30
8.Resultados.....	34
8.1 Simulación sin inyección de hidrógeno .....	34
8.2 Simulación con inyección de hidrogeno .....	35
8.3 Gasoducto .....	39
9.Análisis y discusión.....	44
9.1. Comportamiento Termo-Hidráulico de la Mezcla H <sub>2</sub> -GN.....	45
9.1.1. Impacto en la Temperatura y el Efecto Joule-Thomson.....	45
9.1.2. Impacto en la Presión y Requerimientos de Compresión.....	46
9.1.3. Impacto en la Viscosidad.....	47
9.1.4. Impacto en la Densidad y el Poder Calorífico Volumétrico.....	47
9.2. Comportamiento del Índice de Wobbe .....	48
9.3. Integridad del Gasoducto y Seguridad.....	48
10. Conclusiones.....	50
Recomendaciones .....	52
Referencias bibliográficas.....	53

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno y gas natural .....	15
Tabla 2. Composición gas natural .....	27
Tabla 3. Propiedades del gasoducto .....	32
Tabla 4. Perfil topográfico del gasoducto .....	32
Tabla 5. Condiciones de entrada y salida del gasoducto sin inyección .....	34

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Fig 1. Ingreso de componentes del gas en Hysys .....	28
Fig 2. Ingreso de ecuación de estado del gas en Hysys.....	29
Fig 3. Ingreso de peso molar de cada componente del gas en Hysys.....	30
Fig 4. Ingreso de condiciones de entrada del gas en Hysys .....	31
Fig 5. Gasoducto sin inyección de hidrógeno.....	33
Fig 6. Gasoducto con inyección de hidrógeno.....	33
Fig 7. Temperatura vs %H <sub>2</sub> .....	35
Fig 8. Presión vs %H <sub>2</sub> .....	36
Fig 9. Viscosidad vs %H <sub>2</sub> .....	36
Fig 10. Densidad vs %H <sub>2</sub> .....	37
Fig 11. Poder calorífico vs %H <sub>2</sub> .....	38
Fig 12. Corrosión vs longitud de tubería.....	39
Fig 13. Velocidad de erosión vs longitud de tubería .....	41
Fig 14. Formación de hidratos según presión vs longitud de tubería .....	42
Fig 15. Índice de Wobbe vs %H <sub>2</sub> .....	43

## Glosario

**H<sub>2</sub>**: Hidrógeno

**IW**: Índice de Wobbe

**GN**: Gas natural

## Resumen

**Título:** Evaluación termo-hidráulica del transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural en gasoductos\*

**Autor:** Jennifer Lorena Flórez Castañeda\*\*

**Palabras Clave:** Hidrógeno, Gasoductos, Gas Natural, Simulación

**Descripción:** El transporte de mezclas de hidrógeno (H<sub>2</sub>) y gas natural (GN) en gasoductos existentes se ha convertido en una alternativa estratégica dentro de los planes de descarbonización del sector energético. Esta opción resulta atractiva porque permite aprovechar la infraestructura ya construida, reduciendo costos de inversión y acelerando la transición hacia fuentes de energía más limpias. No obstante, las marcadas diferencias en las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno frente al gas natural plantean retos técnicos, operativos y de seguridad que deben analizarse cuidadosamente antes de su implementación a gran escala. En este trabajo se evaluó el comportamiento termo-hidráulico de diferentes mezclas mediante simulaciones numéricas empleando el software Aspen HYSYS®. Para representar de manera adecuada el sistema, se seleccionó la ecuación de estado de Peng-Robinson y se consideró un perfil topográfico realista junto con una composición promedio de gas natural típica de Colombia. Las simulaciones contemplaron la inyección de hidrógeno en un rango entre 0% y 30% en volumen. Los resultados obtenidos muestran que el aumento en la fracción de hidrógeno modifica parámetros críticos como presión, densidad, temperatura e Índice de Wobbe (IW). En particular, se evidenció un incremento progresivo de la presión y una ligera elevación en la temperatura. Estos hallazgos aportan información esencial para garantizar la seguridad operativa y la eficiencia energética en el marco de la transición hacia un sistema energético más sostenible.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas, M.Sc.

### Abstract

**Title:** Thermo-hydraulic evaluation of the transport of hydrogen and natural gas mixtures in pipelines\*

**Author:** Jennifer Lorena Flórez Castañeda \*\*

**Key Words:** Hydrogen, Pipelines, Natural Gas, Simulation

**Description:** The transport of mixtures of hydrogen (H<sub>2</sub>) and natural gas (NG) in existing pipelines has become a strategic alternative within the energy sector's decarbonization plans. This option is attractive because it allows existing infrastructure to be used, reducing investment costs and accelerating the transition to cleaner energy sources. However, the marked differences in the physicochemical properties of hydrogen compared to natural gas pose technical, operational, and safety challenges that must be carefully analyzed before large-scale implementation. In this study, the thermohydraulic behavior of different mixtures was evaluated using numerical simulations with Aspen HYSYS® software. To adequately represent the system, the Peng-Robinson equation of state was selected and a realistic topographic profile was considered along with an average natural gas composition typical of Colombia. The simulations considered hydrogen injection in a range between 0% and 30% by volume. The results obtained show that the increase in the hydrogen fraction modifies critical parameters such as pressure, density, temperature, and Wobbe Index (WI). In particular, a progressive increase in pressure and a slight rise in temperature were observed. These findings provide essential information to ensure operational safety and energy efficiency in the context of the transition to a more sustainable energy system.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicalchemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas, M.Sc.

## Introducción

El transporte de energía es fundamental para el funcionamiento de los sistemas energéticos actuales. Durante las últimas décadas, el gas natural ha sido clave gracias a su disponibilidad, eficiencia y menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles fósiles. Sin embargo, los compromisos globales de descarbonización establecidos en el Acuerdo de París de 2015 —que busca limitar el aumento de la temperatura global a menos de 2 °C respecto a los niveles preindustriales— han incentivado el desarrollo de tecnologías energéticas más limpias. En este sentido, diversos estudios científicos resaltan el papel emergente del hidrógeno como vector energético con capacidad para reducir significativamente las emisiones contaminantes cuando se mezcla en las redes de gas natural (Rabaea et al., 2025). En ese contexto, el hidrógeno está cobrando fuerza como un vector energético con gran potencial para complementar e incluso reemplazar al gas natural en ciertos casos.

Una de las estrategias más viables para integrar el hidrógeno en los sistemas energéticos existentes consiste en inyectarlo en infraestructuras ya operativas, como los gasoductos. Esta alternativa ofrece ventajas logísticas y económicas, aunque también implica desafíos técnicos relevantes. Especialmente, el comportamiento termo-hidráulico del transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural difiere significativamente del transporte de gas natural puro, debido a las diferencias en sus propiedades físicas, como la densidad, la viscosidad y la capacidad calorífica. Estas características afectan directamente el flujo, la caída de presión, la distribución de temperaturas y la eficiencia global del transporte dentro del sistema de tuberías.

En este contexto, diversos estudios han abordado la simulación del transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural en gasoductos. Por ejemplo, un estudio realizado en Colombia por Núñez et al. (2023) evaluó la preparación de los gasoductos para el transporte de estas mezclas. Los autores analizaron las implicaciones técnicas y operativas de incorporar hidrógeno en las redes existentes, considerando aspectos como la compatibilidad de materiales, la seguridad operativa y la eficiencia del transporte. Este estudio proporciona una base sólida para comprender los desafíos y oportunidades asociados con la integración del hidrógeno en la infraestructura de gasoductos del país.

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar el comportamiento termo-hidráulico del transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural en gasoductos, utilizando herramientas de simulación computacional. Para ello, se modelan distintos escenarios de operación considerando variaciones en la proporción de hidrógeno. El análisis se enfoca en parámetros clave como el perfil de presiones, caudales y temperaturas a lo largo del gasoducto.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Evaluar el comportamiento termo-hidráulico de mezclas de hidrógeno y gas natural en gasoductos.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Comparar los modelos matemáticos existentes para el transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural en tuberías o gasoductos, identificando las limitaciones mediante revisión bibliográfica.

Realizar simulaciones numéricas del transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural utilizando software especializado, considerando diferentes escenarios de operación y variaciones en las propiedades físicas de las mezclas.

Determinar los factores que afectan el comportamiento termo-hidráulico de las mezclas en gasoductos mediante un análisis paramétrico.

## 2. Fundamentos del transporte de gases en ductos

El transporte de gases por tuberías se rige por principios de conservación de masa, cantidad de movimiento, y energía, la caída de presión en el gasoducto está influenciada por parámetros como la densidad, la viscosidad y la rugosidad relativa de las tuberías (Menon, 2005).

- **Conservación de masa:** La cantidad de gas que entra debe ser igual al que sale, considerando posibles fugas.
- **Conservación de cantidad de movimiento:** La fuerza neta que actúa sobre el gas en movimiento debe ser igual al cambio de la cantidad de movimiento del gas por unidad de tiempo.
- **Conservación de energía:** La energía total del gas (cinética, potencial y de presión) se mantiene constante, aunque puede transformarse en alguna de estas.

Factores que pueden afectar la caída de presión

- **Densidad del gas:** A mayor densidad, mayor resistencia al flujo, lo que dará como resultado una mayor caída de presión.
- **Viscosidad del gas:** Una mayor viscosidad dificulta el movimiento del gas, aumentando la fricción y la pérdida de presión.
- **Rugosidad del gasoducto:** La rugosidad superficial de la tubería crea resistencia al flujo, formando turbulencias y aumentando la caída de presión.

- **Diámetro del gasoducto:** Un diámetro mayor puede reducir la caída de presión, ya que hay menos fricción por unidad de volumen de gas.

## 2.1 Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno y el gas natural

El gas natural está compuesto principalmente por metano (CH<sub>4</sub>), mientras que el hidrógeno (H<sub>2</sub>) es un gas diatómico con propiedades físicas muy diferentes. La Tabla 1 resume algunas propiedades relevantes a condiciones normales de cada uno:

**Tabla 1.** *Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno y gas natural*

Propiedad	Hidrógeno	Metano	Respecto al gas natural
Densidad a 0 °C y 1 bar (gas)	0,089 kg /m <sup>3</sup>	0,68 kg / m <sup>3</sup>	El H <sub>2</sub> tiene una densidad entre 6 a 10 veces menor que el gas natural
Densidad (líquido)	70,79 kg/m <sup>3</sup> (- 423.4 °F, 1 atm)	431 kg / m <sup>3</sup> (-257.8 °F y 1 atm)	1 / 6
Índice de Wobbe - (mide el grado de combustión en un quemador)	40 – 48 MJ /Nm <sup>3</sup>	47 – 53 MJ /Nm <sup>3</sup>	Intercambiabilidad de gases
Densidad energética (masa)	120 MJ /kg	50 MJ / kg	Una misma cantidad de masa aporta el doble de energía que el gas natural
Densidad energética (volumen)	10,8 MJ /kg	35,8 MJ/ kg	Requiere 3 veces el volumen que el gas natural para aportar la misma cantidad de calor

Nota: Elaborado por la autora

El hidrógeno, con su baja masa molecular y densidad, transporta menos energía por volumen —aproximadamente un tercio de la capacidad energética del gas natural bajo condiciones similares—, lo que exige mayores tasas de flujo para igualar la capacidad energética del gas natural, incrementando la fricción en las paredes y la potencia de compresión necesaria (Cristello et al., 2023). A pesar de su menor viscosidad, la alta difusividad del H<sub>2</sub> —mucho

mayor que la del gas natural, lo que conlleva una tasa de fuga superior— así incrementando el riesgo de fugas. Las propiedades de flujo del H<sub>2</sub>, ligadas a su menor densidad y mayor velocidad, implican mayores pérdidas de presión, requiriendo un control preciso del factor de fricción en los modelos de simulación (Cristello et al., 2023). Además, la mayor capacidad calorífica y conductividad térmica de este gas facilitan la transferencia de calor, afectando el gradiente térmico y el diseño de aislamiento, mientras que su particular comportamiento en el efecto Joule–Thomson (enfriamiento más pronunciado) demanda ajustes específicos en los modelos predictivos para garantizar la eficiencia y seguridad operacionales del gasoducto (Cristello et al., 2023).

## 2.2 Índice de wobbe

El Índice de Wobbe (IW) es un factor crítico en la industria del gas, utilizado para asegurar la intercambiabilidad de diferentes gases combustibles en quemadores, hornos y turbinas, sin necesidad de ajustes significativos en el equipo. Representa la cantidad de energía térmica liberada por un quemador con un orificio de tamaño constante bajo una presión de suministro dada. En esencia, si dos gases tienen el mismo IW, producirán una potencia térmica similar en el mismo aparato de combustión (Turns, 2012). En mezclas de hidrógeno con gas natural, el IW tiende a disminuir con el incremento del contenido de hidrógeno, debido a su menor poder calorífico y densidad.

Matemáticamente, el Índice de Wobbe se calcula dividiendo el Poder Calorífico Superior (PCS) del gas por la raíz cuadrada de su densidad relativa (gravedad específica) con respecto al aire como lo ilustra la ecuación 1:

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

Donde:

**IW:** Índice de Wobbe (unidades de energía por volumen, por ejemplo, MJ/m<sup>3</sup> o BTU/SCF).

**PCS:** Poder Calorífico Superior del gas (BTU/SCF).

**GE:** Gravedad Específica o Densidad Relativa del gas respecto al aire (adimensional).

Al añadir hidrógeno al gas natural, el poder calorífico superior (PCS) volumétrico de la mezcla disminuye, al igual que su densidad relativa. Esta combinación de efectos reduce el valor del Índice de Wobbe (IW), ya que este se define como el cociente entre el PCS y la raíz cuadrada de la densidad relativa. Por tanto, a medida que aumenta la proporción de hidrógeno, el IW de la mezcla tiende a disminuir (Turns, 2012).

Este análisis es fundamental para comprender los límites técnicos de la inyección de hidrógeno en redes de gas natural. Incluso a bajas concentraciones se observa una disminución significativa del PCS y del IW. Esto puede afectar la eficiencia de los quemadores, así como la formación de contaminantes o el desprendimiento de llama. Por lo tanto, conocer y controlar el Índice de Wobbe garantiza la intercambiabilidad del gas en los sistemas actuales, permitiendo una transición energética segura sin necesidad de modificar toda la infraestructura de combustión.

### 3. Comportamiento de combustión y seguridad

El comportamiento de combustión y los riesgos asociados al hidrógeno representan desafíos significativos para su integración segura en redes de gas natural. Una de las principales preocupaciones es su amplio rango de inflamabilidad en aire, que se extiende del 4 % al 75 % en volumen, en comparación con el 5 %–15 % del metano. Esto implica que una amplia gama de concentraciones puede resultar explosiva en caso de fuga, sobre todo en espacios confinados o con ventilación limitada (Li et al., 2024). Además, el hidrógeno posee una velocidad de propagación de llama notablemente alta, cercana a 2,65 m/s en aire, lo cual facilita una ignición más rápida y violenta que la del gas natural, aumentando así la severidad de potenciales accidentes (Yang et al., 2021). A esto se suma su energía mínima de ignición extremadamente baja (~0,02 mJ), lo que significa que cualquier chispa, incluso una descarga electrostática, es suficiente para iniciar una combustión (NREL, 2023).

Otro aspecto crítico es su alta difusividad, producto de su bajo peso molecular, lo que permite que el hidrógeno se disperse rápidamente en espacios abiertos. Si bien esta característica puede facilitar su dilución y reducir el riesgo en áreas ventiladas, también favorece su fuga a través de micro fisuras, válvulas o empaques que normalmente serían herméticos para el gas natural (Li et al., 2024). Esta combinación de propiedades físicas y químicas convierte al hidrógeno en un gas particularmente desafiante desde el punto de vista de la seguridad en sistemas de transporte por tuberías.

Por tanto, la incorporación de hidrógeno en redes de distribución o transporte de gas natural requiere estrategias de mitigación y control altamente especializadas, incluyendo sistemas avanzados de detección de fugas, materiales compatibles con hidrógeno y protocolos de operación adaptados al comportamiento específico de este gas. La comprensión detallada de estas características no solo es esencial para prevenir accidentes, sino también para garantizar

que la transición energética hacia combustibles más limpios como el hidrógeno se lleve a cabo de manera segura y sostenible (NREL, 2023; Li et al., 2024).

### **3.1 Desafíos termo-hidráulicos en el transporte de hidrógeno**

#### **3.1.1 Impacto en la infraestructura de gasoductos**

El uso de hidrógeno en sistemas de transporte de gas natural plantea desafíos significativos relacionados con su interacción con la infraestructura existente. La baja densidad energética por unidad de volumen, su alta reactividad y propiedades de difusión pueden comprometer la integridad estructural y funcional de los gasoductos diseñados originalmente para gas natural (Melaina et al., 2013).

#### **3.1.2 Fragilización por hidrógeno**

**Mecanismo de fragilización:** El hidrógeno puede difundirse en los metales utilizados en tuberías, como aceros al carbono y aceros inoxidable, debilitando su estructura interna. Este fenómeno, conocido como fragilización por hidrógeno, ocurre cuando los átomos de hidrógeno se integran en las redes cristalinas del metal, reduciendo su ductilidad y resistencia a la fatiga (Ono et al., 2021; Zhang et al., 2020).

**Impacto en la vida útil:** La exposición prolongada al hidrógeno bajo altas presiones y temperaturas puede acelerar la aparición de grietas o fallos estructurales, especialmente en puntos críticos como soldaduras, válvulas y juntas, comprometiendo la vida útil de la infraestructura (Melaina et al., 2013).

#### **3.1.3 Fugas de hidrógeno**

**Alta permeabilidad:** Debido a su bajo peso molecular y alta capacidad de difusión, el hidrógeno puede atravesar materiales que son impermeables al gas natural. Esto incrementa el

riesgo de pérdidas en sistemas no adaptados o envejecidos, donde no se han aplicado recubrimientos o materiales de barrera específicos (Zhang et al., 2020).

**Puntos críticos:** Las fugas suelen ser más probables en conexiones, válvulas y sellos diseñados para gas natural, ya que estos componentes no están optimizados para contener hidrógeno. Esta situación exige rediseños o adaptaciones específicas en los sistemas de compresión y válvulas para garantizar una operación segura (Melaina et al., 2013; Kreuter et al., 2022).

#### 4. Efecto Joule-Thomson

El efecto Joule-Thomson describe cómo cambia la temperatura de un gas cuando se expande a presión constante sin intercambiar calor con su entorno. El metano muestra una respuesta típica de enfriamiento al expandirse, ya que su temperatura de inversión es relativamente alta, lo que garantiza que en la mayoría de condiciones operativas su expansión provoque una disminución de temperatura. Por el contrario, el hidrógeno posee una temperatura de inversión mucho más baja, el hidrógeno se calienta al expandirse, lo que representa un reto en aplicaciones de transporte y regulación. Esta diferencia de comportamiento térmico obliga a rediseñar componentes como estaciones de regulación, válvulas y sistemas de enfriamiento cuando se manipulan mezclas con hidrógeno. Diversos estudios, como los de Cardella, Decker & Sundmacher (2018) y Melideo, Di Marcoberardino & Apolloni (2022), destacan este fenómeno como un factor crítico para garantizar la seguridad y eficiencia en gasoductos híbridos.

El comportamiento de los gases frente a este efecto se cuantifica mediante el coeficiente de Joule-Thomson. Si es positivo, el gas se enfría al expandirse; si es negativo, se calienta. Para

la mayoría de los gases a temperatura y presión ambiente, este coeficiente es positivo, lo que provoca un enfriamiento durante la despresurización (SLB Glossary, S.f.).

Este fenómeno es particularmente relevante para el transporte de hidrógeno por varias razones:

#### **4.1 Comportamiento del hidrógeno frente al gas natural**

La mayoría de los gases (como el gas natural) se enfrían durante la expansión debido a su coeficiente Joule-Thomson positivo en condiciones normales. Sin embargo, el hidrógeno, bajo condiciones ambientales, tiene un coeficiente cercano a cero o negativo, lo que significa que puede calentarse durante la expansión. Cuando el hidrógeno se mezcla con gas natural, el comportamiento térmico de la mezcla dependerá de la proporción de cada componente. Una mayor proporción de hidrógeno puede disminuir el efecto de enfriamiento característico del gas natural.

#### **4.2 Implicaciones prácticas en el transporte**

**Cambios de temperatura:** En puntos de expansión como válvulas reguladoras o estaciones de compresión, las mezclas ricas en hidrógeno pueden experimentar un aumento de temperatura, en lugar del enfriamiento esperado en gases convencionales. Esto ocurre porque el efecto Joule-Thomson del hidrógeno puro es negativo a temperatura ambiente, lo que provoca un calentamiento al expandirse (dgc.dk, 2022). En mezclas con gas natural, el coeficiente todavía puede permanecer positivo, pero disminuye linealmente al aumentar el porcentaje de hidrógeno, reduciendo el enfriamiento total de la mezcla (ACS Omega, 2021).

**Impacto en la integridad de los materiales y la eficiencia operativa:** Cuando se produce este aumento térmico, los materiales de tuberías y equipos diseñados para operar a temperaturas más bajas pueden verse comprometidos. Además, procesos dependientes del

control térmico, como la separación de fases o el acondicionamiento del gas, podrían perder eficiencia sin mecanismos de disipación o precalentamiento adecuados (Sciencedirect, 2023).

**Control térmico requerido:** Los sistemas de transporte deben considerar mecanismos adicionales de disipación de calor, rediseñar estaciones de regulación de presión o ajustar condiciones operativas para compensar estos efectos. El enfriamiento disminuido implica que, con mezclas hasta del 30 % de H<sub>2</sub>, los operadores podrían evitar parte del precalentamiento (dgc.dk, 2022; Sciencedirect, 2023).

Esto ayuda a identificar las condiciones críticas para evitar un enfriamiento o calentamiento excesivo durante el transporte.

## 5. Modelos matemáticos y simulación

En la simulación composicional, una ecuación de estado (EoS) desempeña un papel crítico en la representación precisa de propiedades volumétricas, termodinámicas y de equilibrio de fases de los sistemas multicomponente. Desde la introducción de la EoS de van der Waals en 1873 —el primer intento de modelar gases reales—, numerosos investigadores han propuesto modificaciones para mejorar la exactitud en diferentes rangos de presión y temperatura. Entre las más reconocidas en la industria del petróleo y gas se encuentran la **Soave-Redlich-Kwong (SRK)** y la **Peng-Robinson (PR)**, ampliamente utilizadas por su balance entre simplicidad matemática y precisión para describir el comportamiento de hidrocarburos y gases mezclados (Soave, 1972; Peng & Robinson, 1976).

### 5.1 Ecuación de Soave-Redlich-Kwong (SRK)

La SRK es una modificación de la EoS Redlich-Kwong original, que introdujo una corrección en el término de atracción para considerar la dependencia de la temperatura, especialmente en el caso de hidrocarburos pesados. La forma general de esta ecuación cúbica es:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m(V_m + b)} \quad (2)$$

Donde:

***P***: Presión

***T***: Temperatura

***V<sub>m</sub>***: Volumen molar

***a(T)***: función de atracción, dependiente de la temperatura y el factor acéntrico

***b***: parámetro de repulsión (volumen excluido)

La SRK mejora significativamente la predicción del equilibrio vapor-líquido frente a gases ideales, aunque tiende a subestimar la densidad de la fase líquida. Por ello, es útil en estudios donde la precisión en fase de vapor es más importante, como en simulaciones de compresores y separadores.

### 5.2 Ecuación de Peng-Robinson (PR)

La ecuación de Peng-Robinson representa una evolución de la SRK al ofrecer una mejor estimación tanto del equilibrio de fases como de las propiedades volumétricas, especialmente en la región cercana al punto crítico. Su formulación cúbica es:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} \quad (3)$$

Donde:

***P***: Presión

***T***: Temperatura

***V<sub>m</sub>***: Volumen molar

***a(T)***: función de atracción, dependiente de la temperatura y el factor acéntrico

***b***: parámetro de repulsión (volumen excluido)

La diferencia clave respecto a la SRK está en el denominador del segundo término, lo que proporciona una mejor descripción del comportamiento del líquido comprimido y un mejor ajuste del calor latente de vaporización. Esta característica hace a la PR preferida para simulaciones donde se requiere exactitud en ambos regímenes de fase (líquido y gas), como en procesos de licuefacción, fraccionamiento o transporte de mezclas ricas en componentes livianos y pesados (Ramdharee et al., 2013).

Además, la PR permite una predicción más precisa del factor de compresibilidad ( $Z$ ), la fugacidad, la entalpía residual, y otras propiedades críticas. Estas se derivan resolviendo la ecuación cúbica, obteniendo las raíces para cada fase (líquido y vapor) e identificando la raíz físicamente más apropiada para cada condición.

Gracias a estas ventajas, la PR es ampliamente implementada en simuladores comerciales como ASPEN HYSYS, convirtiéndose en una herramienta estándar para la ingeniería de procesos que involucran gases naturales, hidrocarburos líquidos y recientemente, mezclas con hidrógeno.

## **6. Análisis y estudios previos sobre el transporte de mezclas de hidrógeno**

Las investigaciones recientes sobre las proporciones seguras y efectivas de hidrógeno en mezclas con gas natural han demostrado que es viable integrar este gas renovable en las infraestructuras actuales de gasoductos sin alteraciones significativas en el desempeño. Algunos hallazgos clave incluyen:

Estudios como el proyecto H2SAREA, desarrollado por Nortegas en el País Vasco (España), han mostrado que mezclas con hasta un 15% de hidrógeno pueden ser transportadas en las redes actuales sin fugas ni deterioro de los materiales. Estas proporciones permiten aprovechar la infraestructura existente, minimizando la inversión necesaria y contribuyendo a la descarbonización de manera económica (Nortegas, 2021). En el futuro cercano, se planean pruebas con hasta un 20% de hidrógeno para evaluar la viabilidad técnica y los ajustes necesarios.

Asimismo, pruebas realizadas en redes de distribución modernas, como las del proyecto europeo HyDeploy, han evidenciado que mezclas de hidrógeno y gas natural mantienen la funcionalidad de componentes clave como válvulas, reguladores y estaciones de medida, sin afectaciones significativas en la seguridad ni el rendimiento operativo (Dodds & Demoullin, 2021; HyDeploy, 2020). Esto sugiere que la integración progresiva de hidrógeno puede ser segura y efectiva para reducir emisiones de CO<sub>2</sub> sin comprometer la operación, siempre que se implementen ajustes operativos adecuados, como el control de la presión de entrada, la relación de compresión y la calidad del gas mezclado.

Para garantizar la seguridad y efectividad a largo plazo, es fundamental analizar el comportamiento de los materiales de las tuberías frente al hidrógeno, debido a propiedades como su alta difusividad, permeabilidad y riesgo de fragilización por hidrógeno (Ravikumar et al., 2022; Melaina et al., 2013). Estos efectos pueden ser particularmente relevantes cuando se superan proporciones del 20% de hidrógeno o se emplean ductos antiguos con acero al carbono.

Según los resultados obtenidos en el proyecto H2SAREA, se concluyó que el uso de mezclas de hidrógeno con gas natural, especialmente en rangos del 10–15%, representa una solución prometedora para la transición energética, aprovechando al máximo la infraestructura existente con bajo impacto técnico. Sin embargo, también se advierte que se requieren investigaciones adicionales para evaluar la compatibilidad de redes más antiguas y proporciones superiores de hidrógeno, con el fin de garantizar una implementación escalable, segura y sostenible (Nortegas, 2021; HyDeploy, 2020).

## **7. Metodología**

Se implementó un modelo de simulación en Aspen HYSYS® (v12.1) de la compañía AspenTech, en el cual se utilizará un gasoducto con perfil topográfico detallado, composición de gas natural ajustada al promedio colombiano y variación de porcentajes de hidrogeno, evaluando parámetros termo hidráulicos con ecuaciones de estado Peng-Robinson, índice de Wobbe, entre otros aspectos.

### 7.1 Composición del gas natural

Se tomará como referencia un promedio de la composición del gas natural colombiano en el que mayormente predomina el metano, teniendo así su composición detallada:

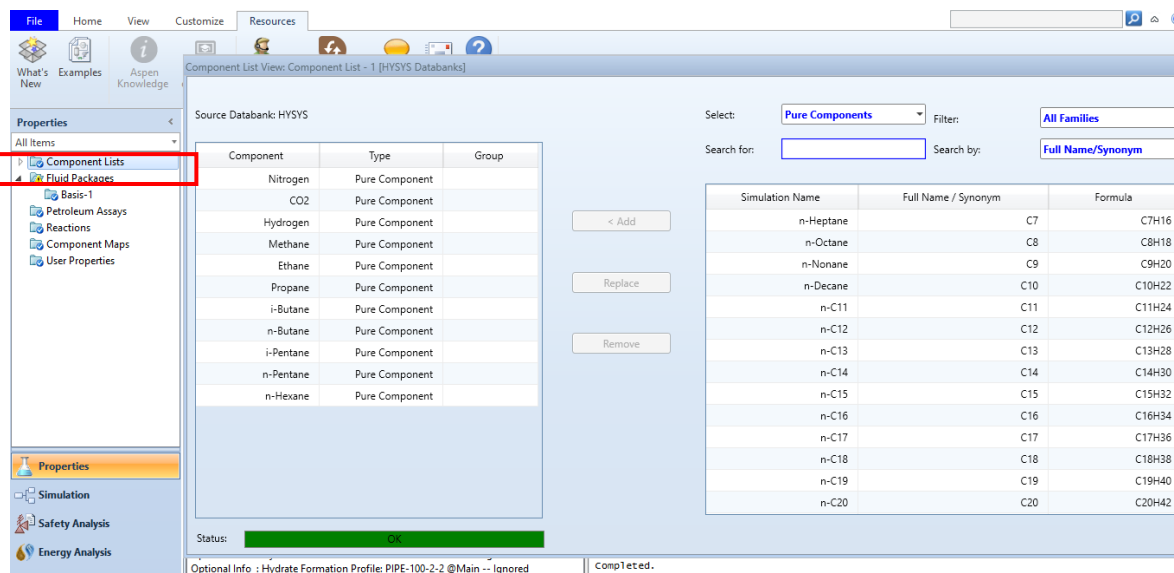
**Tabla 2.** *Composición gas natural*

COMPONENTE	FORMULA	FRACCIÓN MOLAR
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0,015099
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	0,03
Metano	CH <sub>4</sub>	0,911
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,042
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,00081
i-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,00025
n-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,00021
i-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,00042
n-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,000011
n-Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0002

Nota: Elaborado por la autora

Al tener claro los componentes y su fracción molar se ingresan en el simulador por medio de la opción propiedades y siguiente se añade la lista de componentes como se muestra en la Figura

1:

**Fig 1.** Ingreso de componentes del gas en Hysys

Nota: Tomado de Aspen Hysys

## 7.2 Selección de ecuación de estado

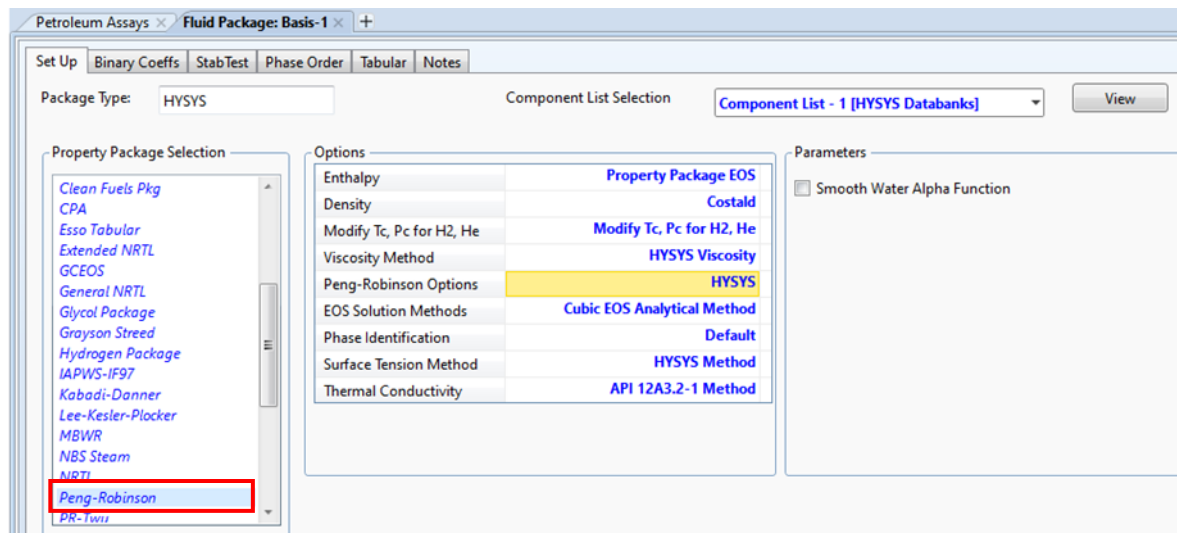
En la Figura 6 se observa la selección del paquete de propiedades Peng-Robinson (PR) dentro de Aspen HYSYS, una de las ecuaciones de estado cúbicas más utilizadas en la industria para modelar el comportamiento de mezclas de gases, especialmente en simulaciones que involucran gases no ideales como el hidrógeno. Esta elección es adecuada para simulaciones composicionales, ya que la EoS de Peng-Robinson permite calcular con alta precisión propiedades termodinámicas clave como el volumen molar, el factor de compresibilidad, la entalpía y la fugacidad, esenciales para evaluar el transporte y acondicionamiento del gas.

Esta ecuación fue diseñada para ofrecer mejoras significativas en la predicción del comportamiento tanto en fase líquida como gaseosa, lo cual es crucial cuando se estudian mezclas como H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> que pueden presentar alta variabilidad en sus condiciones operativas. En esta configuración, se observa también la selección del método HYSYS Viscosity y del modelo de conductividad térmica basado en API 12A3.2-1, lo que indica una intención de modelar con precisión las propiedades de transporte, especialmente relevantes cuando se estudia la interacción térmica del gas en procesos como compresión o expansión.

Además, se ha activado la opción “Modify Tc, Pc for H<sub>2</sub>, He”, lo cual es fundamental debido a las propiedades atípicas del hidrógeno, cuyo comportamiento a alta presión y temperatura puede diferir significativamente de los hidrocarburos convencionales. Este ajuste mejora la exactitud de la predicción de propiedades críticas para el H<sub>2</sub>, haciendo que los resultados del modelo sean más confiables.

En conjunto, esta configuración es apropiada para analizar las implicaciones termo-hidráulicas del transporte de mezclas de hidrógeno con gas natural, incluyendo fenómenos como el efecto Joule-Thomson, la caída de presión y el comportamiento de fase en estaciones de compresión o expansión.

**Fig 2.** *Ingreso de ecuación de estado del gas en Hysys*



Nota: Tomado de Aspen Hysys

### 7.3 Inicio de la simulación

Se debe tener en cuenta que para llegar a ser una comparación de como la inyección de hidrogeno puede tener un aspecto positivo o negativo, se realizará primero una simulación con solo una corriente de gas natural y luego se incluirá la corriente de H<sub>2</sub> variando sus porcentajes entre 0% - 30%.

Al tener la composición del gas y la ecuación de estado seleccionada se inicia la simulación primeramente agregando una corriente que llevara como nombre (Gas entrada), en ella se ingresara la composición en fracción molar y datos como temperatura (F), presión (psig) y caudal (MMSCFD) del mismo.

**Fig 3.** Ingreso de peso molar de cada componente del gas en Hysys

Worksheet Attachments Dynamics		
Worksheet	Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Nitrogen	0,0151
Properties	CO2	0,0300
Composition	Hydrogen	0,0000
Oil & Gas Feed	Methane	0,9110
Petroleum Assay	Ethane	0,0420
K Value	Propane	0,0008
User Variables	i-Butane	0,0003
Notes	n-Butane	0,0002
Cost Parameters	i-Pentane	0,0004
Normalized Yields	n-Pentane	0,0000
Emissions	n-Hexane	0,0002

Nota: Tomado de Aspen Hysys

**Fig 4.** Ingreso de condiciones de entrada del gas en Hysys

Worksheet Attachments Dynamics		
Worksheet	GAS ENTRADA	Vapour Phase
Conditions	Stream Name	
Properties	Vapour / Phase Fraction	1,0000
Composition	Temperature [F]	100,0
Oil & Gas Feed	Pressure [psig]	1000
Petroleum Assay	Molar Flow [MMSCFD]	50,00
K Value	Mass Flow [lb/hr]	9,735e+004
User Variables	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	2,056e+004
Notes	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-3,640e+004
Cost Parameters	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	35,78
Normalized Yields	Heat Flow [Btu/hr]	-1,998e+008
Emissions	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	8,864e+006
	Fluid Package	Basis-1

Nota: Tomado de Aspen Hysys

Se agregará un segmento de tubería el cual representará el gasoducto, este tendrá ciertas especificaciones que se asemejan a la realidad y un perfil topográfico que se divide en 17 secciones de la siguiente manera:

**Tabla 3.** *Propiedades del gasoducto*

Diámetro nominal	12 pulg – Schedule 40
Longitud estimada	100 km
Caudal de gas	50 MMSCFD
Temperatura de entrada	100 F
Temperatura ambiente	90 F
Norma	API 5L Grado X-46

Nota: Elaborado por la autora

**Tabla 4.** *Perfil topográfico del gasoducto*

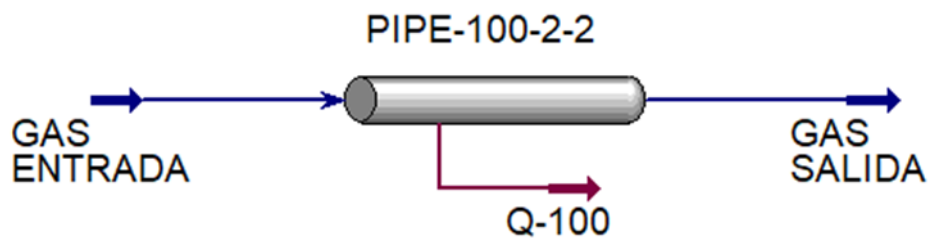
Desde (km)	Hasta (km)	Longitud (m)	Cambio de elevación (m)
0	6.659	6659	43
6.659	10.337	3678	45
10.337	18.895	8558	4
18.895	25.201	6306	37
25.201	33.218	8017	-16
33.218	37.086	3868	13
37.086	45.192	8106	48
45.192	52.539	7347	47
52.539	54.559	2020	-19
54.559	60.007	5448	32
60.007	68.306	8299	5
68.306	74.326	6020	18

74.326	84.215	9889	-15
84.215	86.799	2584	31
86.799	89.199	2400	11
89.199	96.928	7729	33
96.928	100	3072	48

Nota: Elaborado por la autora

Al ingresar toda la información requerida en el tramo del gasoducto obtendremos una simulación resuelta en la que por ahora solo se incluyó la corriente de gas natural como se muestra en la Figura 5.

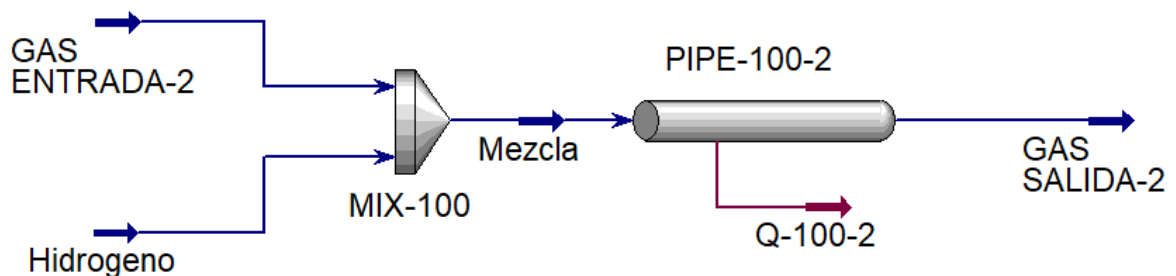
**Fig 5.** Gasoducto sin inyección de hidrógeno



Nota: Tomado de Aspen Hysys

Luego se añadirá una corriente de hidrogeno puro que ingresara al mismo tiempo con el gas natural a un mezclador, este se ubica a la entrada del gasoducto, desde esta se van a variar los porcentajes.

**Fig 6.** Gasoducto con inyección de hidrógeno



Nota: Tomado de Aspen Hysys

## 8.Resultados.

Para el desarrollo de este proyecto se tendrán en cuenta las dos simulaciones mencionadas anteriormente, (sin y con H<sub>2</sub>), se compararán las condiciones resultantes en el gas de salida como temperatura, presión, densidad, viscosidad, Z-factor, poder calorífico e índice de Wobbe. También se mostrarán resultados de corrosión, erosión, y formación de hidratos en el gasoducto.

### 8.1 Simulación sin inyección de hidrógeno

Inicialmente el gas ingresa por el gasoducto el cual cuenta con un perfil topográfico que puede causar pérdidas de energía y se mostró de la siguiente manera:

**Tabla 5.** *Condiciones de entrada y salida del gasoducto sin inyección*

	Gas entrada	Gas salida
Presión (psig)	1000	789.3
Temperatura (F)	100	88.39
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	3.429	2.733
Viscosidad (cP)	1.35e-002	1.29e-002
Z-factor	0.8735	0.887

Nota: Elaborado por la autora

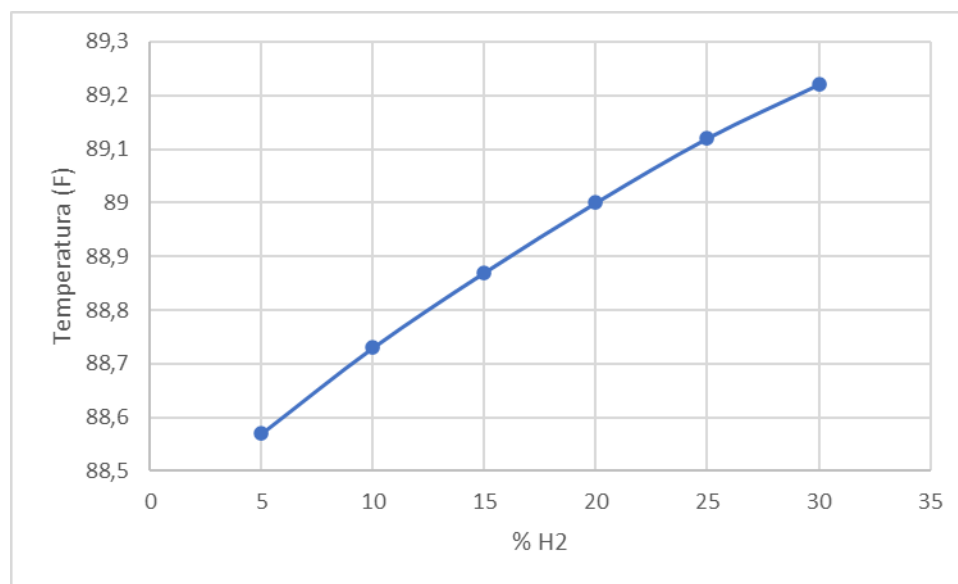
Se evidencia pérdida de presión, temperatura y densidad al paso por la tubería por la distancia del recorrido y con una viscosidad y Z-factor que varía con una diferencia muy mínima.

## 8.2 Simulación con inyección de hidrogeno

Al realizar la mezcla de ambos gases se procede a variar los porcentajes de inyección del hidrogeno en donde se iniciará desde 5% hasta 30% ya que según investigaciones anteriores luego de ese porcentaje deja de ser viable la inyección en gasoductos.

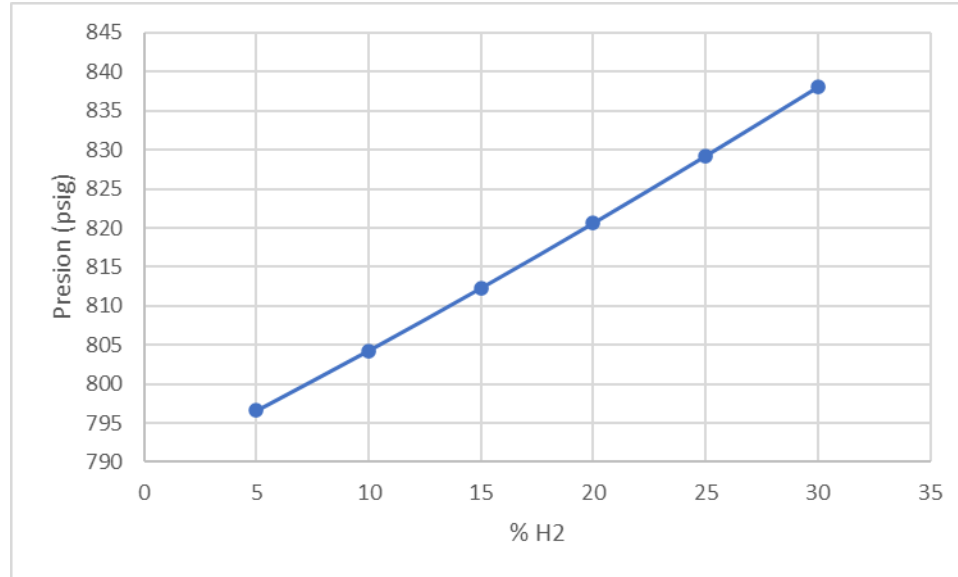
Para realizar el análisis de las propiedades a la salida del gasoducto se muestran las siguiente graficas:

**Fig 7.** *Temperatura vs %H<sub>2</sub>*



Nota: Elaborado por la autora

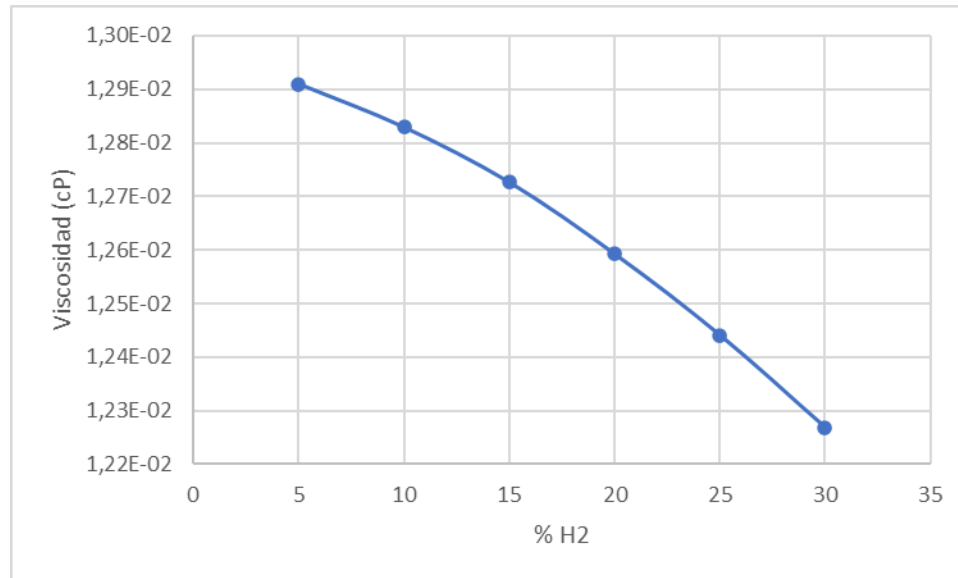
La Figura 7 muestra la variación de la temperatura en función del porcentaje de hidrógeno, observándose una tendencia creciente en la que la temperatura se eleva ligeramente conforme aumenta la proporción de hidrógeno, pasando de aproximadamente 88,6 °F a 89,2 °F entre 5 % y 30 % de H<sub>2</sub>. Este comportamiento se atribuye a las propiedades termodinámicas del hidrógeno, particularmente a su coeficiente de Joule-Thomson, que puede ser negativo a ciertas condiciones de presión y temperatura, provocando un leve aumento térmico en lugar de enfriamiento durante procesos de expansión.

**Fig 8.** Presión vs %H<sub>2</sub>

Nota: Elaborado por la autora

En la Figura 8 podemos ver la relación entre el porcentaje de hidrógeno (% H<sub>2</sub>) y la presión del sistema expresada en psig. Se observa una tendencia lineal ascendente, lo que indica que a medida que aumenta la concentración de hidrógeno en la mezcla, la presión del sistema también se incrementa de forma proporcional. Esta tendencia es coherente con el comportamiento termodinámico esperado, ya que el hidrógeno, al ser un gas con menor peso molecular y mayor velocidad de difusión, tiende a incrementar la presión parcial total del sistema. A valores entre 5% y 30% de hidrógeno, la presión pasa aproximadamente de 796 psig a 838 psig, lo que representa un incremento sostenido de aproximadamente 2 psig por cada 1% adicional de hidrógeno.

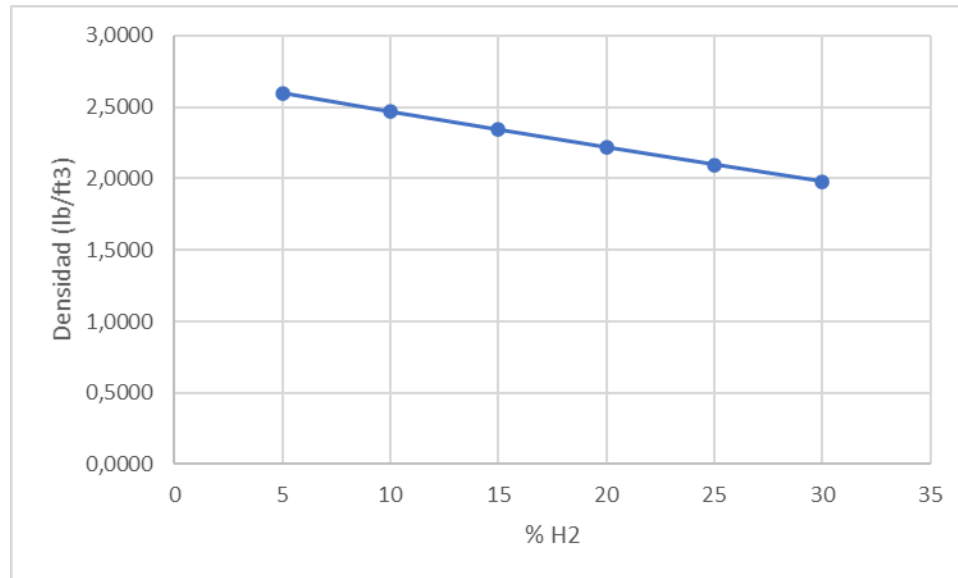
**Fig 9.** Viscosidad vs %H<sub>2</sub>



Nota: Elaborado por la autora

Como se muestra en la Figura 9 la relación entre la viscosidad dinámica (cP) y el porcentaje de hidrógeno (% H<sub>2</sub>), se evidencia una disminución progresiva de la viscosidad a medida que aumenta el contenido de hidrógeno. A partir de un valor cercano a 1.29E-02 cP con un 5% de H<sub>2</sub>, la viscosidad desciende hasta aproximadamente 1.22E-02 cP al alcanzar el 30%. Esta tendencia se explica por las propiedades físicas del hidrógeno, que posee una masa molar significativamente menor y una mayor movilidad molecular en comparación con los componentes del gas natural.

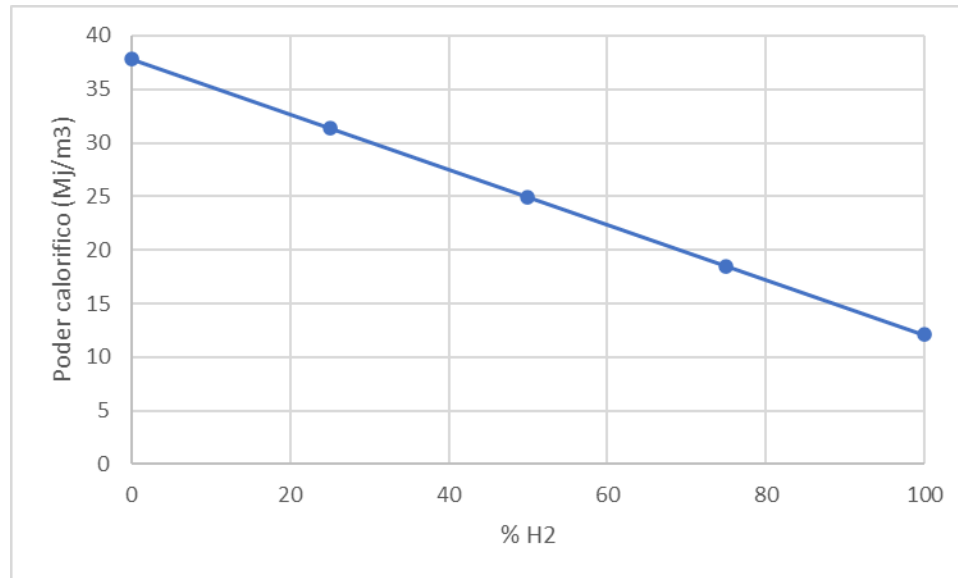
**Fig 10.** *Densidad vs %H<sub>2</sub>*



Nota: Elaborado por la autora

La gráfica presenta cómo varía la densidad de una mezcla de hidrógeno y gas natural conforme se incrementa el porcentaje de hidrógeno en la composición. Se observa una disminución progresiva de la densidad desde aproximadamente 2.57 lb/ft<sup>3</sup> con un 5% de H<sub>2</sub> hasta cerca de 2.00 lb/ft<sup>3</sup> al alcanzar un 30% de contenido de hidrógeno. Esta reducción se debe a que el hidrógeno es un gas significativamente más liviano que el metano y otros componentes típicos del gas natural, por lo que, al aumentar su proporción en la mezcla, el peso por unidad de volumen disminuye.

**Fig 11.** Poder calorífico vs %H<sub>2</sub>



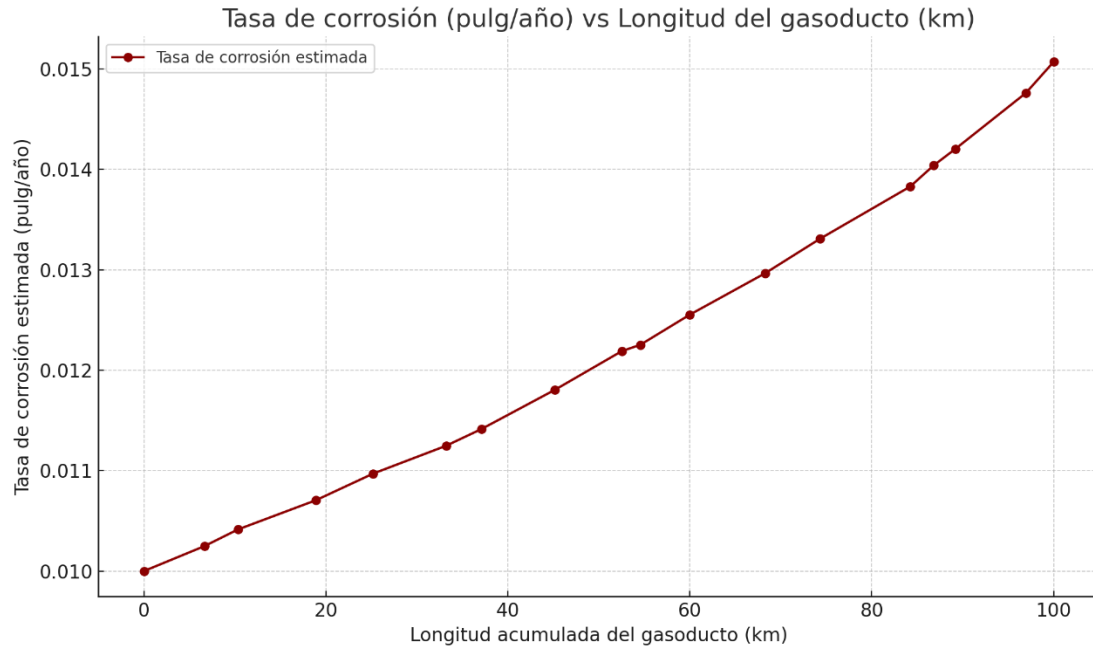
Nota: Elaborado por la autora

Se puede evidenciar en la Figura 11 cómo el poder calorífico volumétrico de una mezcla disminuye a medida que se incrementa el porcentaje de hidrógeno. Cuando hay solo gas natural (0% H<sub>2</sub>), el poder calorífico es de unos 38 MJ/m<sup>3</sup>, pero al aumentar el hidrógeno hasta el 100%, este valor cae a cerca de 12 MJ/m<sup>3</sup>. Esto ocurre porque, aunque el hidrógeno tiene un alto poder calorífico por kilogramo, es un gas muy liviano y con baja densidad, por lo que aporta menos energía por metro cúbico que el gas natural.

### 8.3 Gasoducto

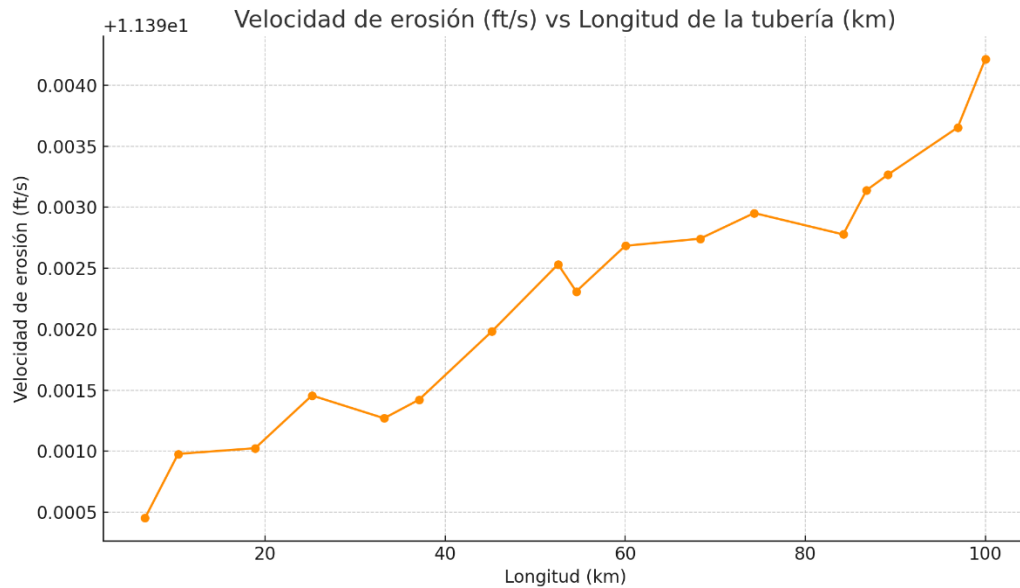
Por la parte del gasoducto se debe analizar la corrosión y erosión de este ya que son factores importantes a la hora de transportar mezcla de gas natural e hidrogeno.

**Fig 12.** Corrosión vs longitud de tubería



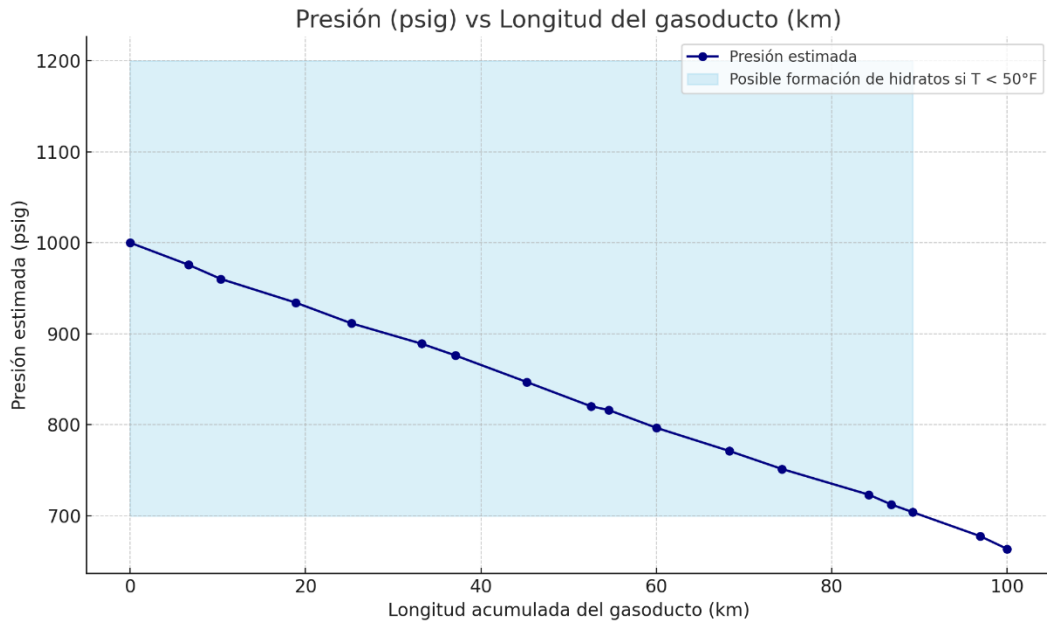
Nota: Elaborado en programa graficador

La Figura 12 muestra una tendencia creciente de corrosión a medida que se avanza a lo largo del ducto, lo cual está relacionado con la disminución progresiva de la presión. Bajo la suposición razonable de que una menor presión implica mayor velocidad del gas y mayor agresividad del flujo sobre las paredes internas de la tubería, se estima que la tasa de corrosión tiende a aumentar en los tramos más alejados del punto de inyección. Este comportamiento es especialmente relevante en zonas de baja presión, donde la mezcla de gas natural e hidrógeno puede acelerar fenómenos de corrosión, especialmente si existen impurezas como CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S.

**Fig 13.** Velocidad de erosión vs longitud de tubería

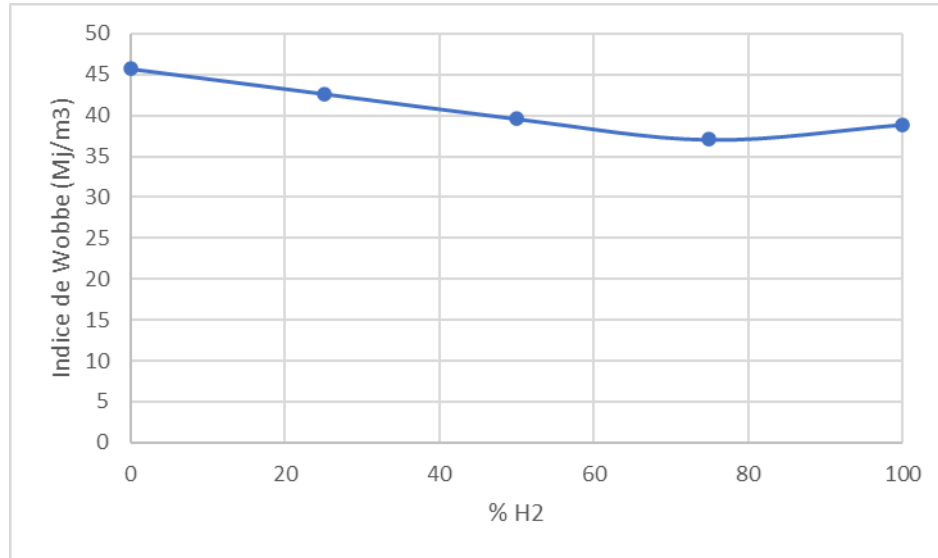
Nota: Elaborado en programa graficador

Se observa que la velocidad no es constante, sino que presenta variaciones suaves que corresponden a los tramos ascendentes y descendentes del terreno. En las zonas con ascenso (ganancia de elevación), la presión tiende a disminuir debido al efecto gravitacional, lo que reduce la densidad del gas y causa un aumento en la velocidad de flujo para mantener el mismo caudal másico. Por el contrario, en las zonas de descenso (pérdida de elevación), la presión relativa aumenta, la densidad se eleva y la velocidad disminuye ligeramente. Aunque las variaciones de velocidad a lo largo de la línea no alcanzan niveles críticos, este análisis demuestra que la topografía influye directamente en la dinámica del gas.

**Fig 14.** Formación de hidratos según presión vs longitud de tubería

Nota: Elaborado en programa graficador

La Figura 14 muestra una tendencia general de disminución de presión a lo largo del gasoducto, reflejando las pérdidas por fricción y los efectos del perfil topográfico. Se observan caídas de presión más pronunciadas en tramos donde la elevación aumenta significativamente, debido al esfuerzo adicional requerido para vencer la gravedad, mientras que los tramos con descenso muestran caídas más suaves. La zona sombreada indica los tramos donde la presión supera los 700 psig, umbral en el cual podrían formarse hidratos si la temperatura del gas cae por debajo de 50 °F.

**Fig 15.** Índice de Wobbe vs %H<sub>2</sub>

Nota: Elaborado por la autora

Como lo muestra la Figura 15 se observa una clara disminución del índice a medida que se incrementa la proporción de hidrógeno. Específicamente, en el rango de interés práctico —de 0% a 30%— el índice desciende de aproximadamente 46 MJ/m<sup>3</sup> (gas natural puro) hasta cerca de 42 MJ/m<sup>3</sup> con 25%. Este descenso confirma que, incluso con mezclas moderadas de hidrógeno, el índice de Wobbe se reduce significativamente, lo que podría afectar la compatibilidad del gas con equipos que esperan valores típicos del gas natural.

Por otro lado, la gráfica se extiende hasta el 100% de hidrógeno para ilustrar el comportamiento extremo de la mezcla y establecer un intervalo de seguridad que permite identificar claramente los límites técnicos. Esta extensión demuestra cómo el índice de Wobbe sigue disminuyendo hasta alcanzar un mínimo en torno al 75% de hidrógeno (alrededor de 37 MJ/m<sup>3</sup>), para luego repuntar levemente en el 100% H<sub>2</sub>. Este comportamiento destaca que, inyectar concentraciones más altas podría llevar el IW fuera del rango aceptable para la mayoría

de los consumidores, resultando en riesgos operativos, fallas en la combustión o daños a los equipos.

### **9. Análisis y discusión**

Los resultados obtenidos de la simulación termo-hidráulica del transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural en un gasoducto colombiano, utilizando el software Aspen HYSYS®, permiten evaluar con precisión las implicaciones operativas, de integridad y de diseño que conlleva la inyección de hidrógeno en la infraestructura existente. La modelación revela variaciones significativas en propiedades, como la densidad, el coeficiente de Joule–Thomson y la viscosidad, que impactan directamente el comportamiento hidráulico del sistema (Li et al., 2021; Liu & Zhang, 2020). Asimismo, se evidencian efectos relevantes sobre parámetros críticos como la velocidad del gas, la tasa de corrosión y el índice de Wobbe, los cuales determinan la compatibilidad del gas mezclado con equipos de combustión y la normativa de calidad energética (Poveda et al., 2022; Melaina et al., 2013). Este análisis también incorpora aspectos relacionados con la fragilización por hidrógeno en aceros al carbono, un riesgo potencial en las tuberías cuando se superan ciertos umbrales de concentración de H<sub>2</sub>, especialmente en gasoductos diseñados originalmente para gas natural seco (McMahon, 2007; Hinnemann et al., 2023). Los resultados obtenidos fueron contrastados con hallazgos de estudios similares desarrollados en Europa y América Latina, que confirman la viabilidad de mezclar hasta un 20–30% de hidrógeno sin comprometer significativamente la operación segura de la red (Cristello et al., 2023; Nortegas, 2023). Esta sección permite, por tanto, fundamentar la toma de decisiones técnicas para futuras estrategias de descarbonización en el transporte de gas.

### **9.1. Comportamiento Termo-Hidráulico de la Mezcla H<sub>2</sub>-GN**

La simulación inicial con gas natural puro estableció una línea base, mostrando una reducción de presión, temperatura y densidad a lo largo del gasoducto debido a las pérdidas por fricción y el efecto de expansión inherente al flujo de gas en tuberías largas. Las variaciones mínimas en la viscosidad y el factor de compresibilidad (*Z*-factor) en este escenario inicial confirmaron el comportamiento esperado del gas natural en condiciones de flujo. Al introducir hidrógeno en la corriente de gas natural, se observaron cambios significativos en las propiedades de la mezcla a la salida del gasoducto, tal como se resume en la Tabla 6. Estos cambios son coherentes con las propiedades fisicoquímicas distintivas del hidrógeno previamente abordadas en el marco teórico (Melaina et al., 2013).

#### **9.1.1. Impacto en la Temperatura y el Efecto Joule-Thomson**

La simulación reveló un aumento en la temperatura de la mezcla a la salida del gasoducto a medida que se incrementa el porcentaje de hidrógeno inyectado. Este fenómeno es directamente atribuible al efecto Joule-Thomson negativo del hidrógeno en las condiciones operativas evaluadas. A diferencia de la mayoría de los gases (como el metano, que se enfría al expandirse a temperaturas ambientes), el hidrógeno experimenta un calentamiento cuando su presión disminuye. Este hallazgo es crucial para el diseño de gasoductos con mezclas de hidrógeno, ya que un aumento de temperatura puede afectar la integridad de los materiales de la tubería y los componentes asociados si no están diseñados para operar bajo estas condiciones. Además, podría influir en la eficiencia de procesos posteriores como la separación o el acondicionamiento del gas (Li & Ma, 2020; Poveda et al., 2022).

### 9.1.2. Impacto en la Presión y Requerimientos de Compresión

Los resultados mostraron que la presión a la salida del gasoducto tendió a aumentar a la par con el porcentaje de hidrógeno inyectado. Esta observación es fundamental y se justifica por la menor densidad energética volumétrica del hidrógeno en comparación con el gas natural (Melaina et al., 2013). Para mantener la misma capacidad energética de transporte en el gasoducto, una mezcla con mayor proporción de hidrógeno requiere un mayor volumen de flujo. Este incremento en el volumen de flujo, a través de una tubería de diámetro constante, se traduce en la necesidad de mayores presiones de operación o un mayor trabajo de los compresores a lo largo del gasoducto para superar las pérdidas por fricción y asegurar el transporte de la misma cantidad de energía (Liu & Zhang, 2020; Menon, 2005). Esto podría implicar la necesidad de modernizar o recalibrar las estaciones de compresión existentes, así como un aumento en el consumo de energía para la compresión. Es importante asegurar que estos aumentos de presión se mantengan dentro de los límites de diseño de la infraestructura y que los compresores puedan manejar eficientemente la nueva composición de la mezcla.

En este contexto, el impacto operativo de adaptar las estaciones de compresión sería significativo: implicaría la sustitución o ajuste de componentes como turbinas, válvulas de control y sistemas de medición que fueron diseñados originalmente para gas natural, cuya densidad y comportamiento termodinámico difieren considerablemente del hidrógeno. Además, el hidrógeno tiene una mayor velocidad de sonido, lo cual puede afectar la estabilidad de operación y generar fenómenos como resonancias acústicas o pulsaciones que deben ser gestionados con precisión (Cristello et al., 2023; White, 2016). Por tanto, la adaptación tecnológica de las estaciones de compresión no solo es necesaria para mantener la eficiencia

operativa, sino también para garantizar la seguridad del sistema ante los nuevos desafíos asociados a la mezcla H<sub>2</sub>-GN.

### **9.1.3. Impacto en la Viscosidad**

Tal como se predijo en el marco teórico, la simulación confirmó que la viscosidad de la mezcla disminuye a medida que aumenta el porcentaje de hidrógeno. Esto se debe a la intrínsecamente menor viscosidad del hidrógeno en comparación con el metano, el componente principal del gas natural (Melaina et al., 2013). Una menor viscosidad del fluido puede resultar en menores pérdidas de presión por fricción en el gasoducto si se mantiene el mismo caudal másico (White, 2016). Sin embargo, también puede afectar el régimen de flujo (número de Reynolds), lo que podría tener implicaciones en el comportamiento dinámico del sistema y la necesidad de un control preciso del factor de fricción en los modelos de simulación. Este efecto, junto con la alta difusividad del hidrógeno, subraya la importancia de una ingeniería de precisión en los sistemas de contención.

### **9.1.4. Impacto en la Densidad y el Poder Calorífico Volumétrico**

Los resultados de la simulación demostraron una disminución clara de la densidad de la mezcla con el aumento de la inyección de hidrógeno. Este comportamiento es una consecuencia directa de la baja masa molecular y la menor densidad del hidrógeno en comparación con el metano y otros componentes del gas natural (Ministerio de Minas y Energía de Colombia). Directamente relacionado con la disminución de la densidad, se observó una reducción del poder calorífico volumétrico (HHV) de la mezcla a medida que aumentaba la proporción de hidrógeno. Aunque el hidrógeno tiene un poder calorífico gravimétrico superior, su baja densidad volumétrica significa que, por cada metro cúbico de mezcla, se obtiene una menor cantidad de energía térmica al quemarse (Melaina et al., 2013). Esta reducción del poder calorífico

volumétrico es uno de los mayores desafíos para la implementación de mezclas H<sub>2</sub>-GN, ya que afecta directamente la capacidad de transporte de energía del gasoducto. Para compensar esta disminución y entregar la misma cantidad de energía, se necesitará transportar un volumen significativamente mayor de la mezcla (Liu & Zhang, 2020). Esto puede requerir mayores inversiones en infraestructura (diámetros de tubería, compresores) o la aceptación de una menor capacidad energética del sistema existente.

### **9.2. Comportamiento del Índice de Wobbe**

La simulación confirmó que el Índice de Wobbe de la mezcla H<sub>2</sub>-GN disminuye a medida que se incrementa el porcentaje de hidrógeno. Esto es un resultado de la disminución combinada del Poder Calorífico Superior volumétrico y la densidad relativa de la mezcla. El Índice de Wobbe es crucial para la intercambiabilidad de gases en quemadores y turbinas (Melaina et al., 2013). Una disminución significativa en el IW puede implicar la necesidad de ajustar los equipos de combustión de los consumidores finales para evitar problemas operativos como la ineficiencia, el apagado de llama o un rendimiento deficiente. Por lo tanto, el porcentaje máximo de inyección de hidrógeno podría estar limitado por la tolerancia de los equipos de los usuarios finales y los límites normativos del Índice de Wobbe, más allá de la capacidad física del gasoducto, siendo un factor clave para la aceptación y seguridad en la cadena de valor del gas.

### **9.3. Integridad del Gasoducto y Seguridad**

La evaluación termo-hidráulica realizada evidenció que el aumento progresivo de hidrógeno en la mezcla con gas natural genera implicaciones críticas sobre la integridad del gasoducto y la seguridad operativa. Las gráficas obtenidas muestran que tanto la velocidad de erosión como la tasa de corrosión tienden a incrementarse a lo largo de la línea, especialmente en tramos con mayores gradientes topográficos y cambios de presión. Este comportamiento se

relaciona con el mayor caudal volumétrico requerido para mantener la entrega energética, debido a la menor densidad del hidrógeno (Melaina et al., 2013; Poveda et al., 2022). El aumento de la velocidad del flujo favorece fenómenos erosivos en las paredes internas del gasoducto, mientras que la presencia de hidrógeno en contacto con aceros al carbono como el API 5L Grado X-46 puede inducir procesos de fragilización por hidrógeno, reduciendo la ductilidad y favoreciendo el crecimiento de grietas intergranulares (McMahon, 2007; Hinnemann et al., 2023). Además, el análisis del índice de Wobbe demostró una desviación progresiva respecto al gas natural, implicando riesgos en la compatibilidad con equipos de combustión si no se establecen límites seguros de mezcla (Liu & Zhang, 2020; ACS Omega, 2021). Estos resultados subrayan la necesidad de aplicar regulaciones técnicas como ASME B31.12, reforzar los sistemas de monitoreo de integridad (corrosión, presión y fugas), y garantizar que la infraestructura existente esté adecuadamente acondicionada para la operación segura con mezclas H<sub>2</sub>-GN, incluso en escenarios transitorios o ante fallas locales.

## 10. Conclusiones

Este estudio reveló importantes implicaciones operativas y de diseño para el transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural (H<sub>2</sub>-GN) en la infraestructura colombiana, reafirmando su viabilidad como una estrategia de descarbonización del sector energético.

En primer lugar, la revisión bibliográfica permitió comparar diversos modelos matemáticos empleados para describir el transporte de mezclas H<sub>2</sub>-GN. Se identificó que modelos basados en ecuaciones de estado como Peng–Robinson, presentan limitaciones al representar con precisión el comportamiento del hidrógeno, especialmente en lo relativo a sus propiedades térmicas y de compresibilidad.

En segundo lugar, las simulaciones numéricas realizadas en Aspen HYSYS® evidenciaron que una inyección de hasta 15% de hidrógeno es técnicamente viable sin comprometer significativamente la operación del gasoducto. Se observaron aumentos en la presión y temperatura a la salida, asociados a la menor densidad y poder calorífico volumétrico del hidrógeno, así como una disminución de la viscosidad. Además, el índice de Wobbe descendió progresivamente con el aumento de hidrógeno, lo cual puede afectar la compatibilidad con equipos de combustión, destacando la necesidad de revisar normativas de intercambiabilidad.

Por último, el análisis paramétrico permitió determinar que variables como la fracción de hidrógeno, la longitud de la tubería y las condiciones operativas influyen significativamente en el comportamiento termo-hidráulico del sistema. Asimismo, aunque no se detectaron riesgos inmediatos por corrosión, erosión o formación de hidratos en los escenarios evaluados, se identificó que fenómenos como la fragilización por hidrógeno y las fugas representan riesgos

críticos a largo plazo para la integridad estructural del gasoducto, especialmente con mezclas superiores al 15% de H<sub>2</sub>.

Los resultados respaldan la viabilidad técnica de una inyección controlada de hidrógeno hasta el 15%, siempre que se garantice un seguimiento detallado de las propiedades del fluido, la capacidad energética del sistema y la integridad de la infraestructura, en línea con mejores prácticas y estándares internacionales.

### **Recomendaciones**

Se recomienda realizar más estudios que aborden en detalle los materiales necesarios para evitar un desgaste por la inyección del hidrogeno, así como poder llegar a aumentar el porcentaje de inyección en el gasoducto. También se debe incluir en la simulación un separador en donde muestre cuanta cantidad de gases se puede reducir a la hora de inyección este tipo de gases.

Se recomienda incorporar herramientas de optimización en futuros trabajos, que permitan comparar diferentes estrategias de operación en función del consumo energético, la capacidad de transporte y los costos operativos. Esto podría implicar el uso de simulaciones avanzadas o acoplamiento con software económico que evalúe escenarios de inversión y retorno a lo largo del tiempo.

Se recomienda complementar los estudios técnicos con un análisis de viabilidad económica, evaluando el costo-beneficio de implementar mezclas H<sub>2</sub>-GN en comparación con otras estrategias de descarbonización. Esto puede incluir simulaciones de eficiencia energética, análisis del precio del hidrógeno en el mercado nacional y proyecciones de inversión en infraestructura.

### Referencias bibliográficas

Liu, J., & Zhang, M. (2020). The impact of hydrogen blending on the performance of natural gas turbines. *Energy Procedia*, 158, 2352–2357.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610219301602?via%3Dihub>

McMahon, C. J. (2007). Hydrogen-induced intergranular fracture of steels. *Engineering Fracture Mechanics*, 74(18), 3067–3074.

Peng, D. Y., & Robinson, D. B. (1976). A new two-constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), 59–64.

Poveda, J. M., Rojas, C. A., & González, J. L. (2022). Evaluación termo-hidráulica de mezclas H<sub>2</sub>-GN en gasoductos colombianos mediante simulación numérica. *Revista Colombiana de Energía*, 10(2), 45–56.

Emerson. (2023). *Garantice la mezcla de hidrógeno según las especificaciones en la red de gas natural con un análisis preciso del gas*. Recuperado de <https://www.emerson.com/solutions/hidrogeno-mezcla-gas-natural>

Melaina, M., Antonia, O., & Penev, M. (2013). Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues (NREL Report No. TP-5600-51995). National Renewable Energy Laboratory.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (n.d.). *Gas natural*. Recuperado de <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-natural/>

Nortegas. (2023, septiembre 8). *Nortegas logra inyectar en red un 15% de hidrógeno verde en mezcla con gas natural*. Nortegas.

<https://www.nortegas.es/noticias/nortegas-logra-inyectar-en-red-un-15-de-hidrogeno-verde-en-mezcla-con-gas-natural>

Nortegas. (2023, diciembre 10). *H2Sarea: Proyecto pionero sobre la inyección de hidrógeno verde en redes de gas natural*. Nortegas.

<https://www.nortegas.es/proyecto-h2sarea>

Promigas. (2023). *Informe de sostenibilidad 2023: Hidrógeno en gasoductos colombianos*.

ASME B31.12. (2019). Hydrogen Piping and Pipelines. American Society of Mechanical Engineers.

ENTSOG. (2017). *Hydrogen Interoperability Framework*. European Network of Transmission System Operators for Gas.

Menon, E. S. (2005). Gas Pipeline Hydraulics. CRC Press.

White, F. M. (2016). Fluid Mechanics (8th ed.). McGraw-Hill Education.

Rabaea, I., Popescu, D., & Stanescu, M. (2025). Comprehensive review of hydrogen-natural gas blending: Global project insights with a focus on implementation and impact in Romanian gas networks. Heliyon.

Cristello, J. B., et al. (2023). Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks. International Journal of Hydrogen Energy. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319923002951?via%3Dihub>

Turns, S. R. (2012). An Introduction to Combustion: Concepts and Applications (3rd ed.). McGraw-Hill Education.

Yang, F., Wang, T., Deng, X., Dang, J., & Huang, Z. (2021). Review on hydrogen safety issues: Incident statistics, hydrogen diffusion, and detonation process. International Journal of Hydrogen Energy, 46(40), 21052–21067. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319921011496?via%3Dihub>

National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2023). Hydrogen blending into natural gas pipeline infrastructure. NREL/TP-5400-81704. <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf>

Hinnemann, B., Smith, K., Patel, A., & van der Meer, T. (2023). Hydrogen embrittlement of steels in hydrogen transport pipelines: A critical review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(12), 4352–4364.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319922053435?via%3Dihub>

Kreuter, W., Sauerschell, M., & Reuß, M. (2022). Hydrogen blending into the German natural gas grid: Potential and technical challenges. *Energy Reports*, 8, 3325–3335.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722003316?via%3Dihub>

NREL. (2023). Hydrogen blending into natural gas pipeline infrastructure. National Renewable Energy Laboratory (NREL/TP-5400-81704).

<https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf>

ACS Omega. (2021). Li, J., Su, Y., Yu, B., Wang, P., & Sun, D. Influences of hydrogen blending on the Joule–Thomson coefficient of natural gas. *ACS Omega*, 6(26), 16722–16735.

<https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acsomega.1c00248>

DGC. (2022). Joule-Thomson effect in case of mixtures of natural gas and hydrogen. Technical note. (Informe sobre el comportamiento térmico de mezclas H<sub>2</sub>–GN bajo expansión isentrópica).

ScienceDirect. (2023). Thermodynamic evaluation of the effects of hydrogen blending on Joule–Thomson characteristics of hydrogen blended natural gas. *Journal of Cleaner Production* (u otro nombre científico), artículo que analiza las variaciones no lineales del coeficiente JT en función del contenido de H<sub>2</sub> y condiciones de presión y temperatura.

Peng, D. Y., & Robinson, D. B. (1976). A new two-constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), 59–64.

Ramdharee, S., Muzenda, E., & Belaid, M. (2013). A review of the equations of state and their applicability in phase equilibrium modeling. *International Conference on Chemical and Environmental Engineering*.

Soave, G. (1972). Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science*, 27(6), 1197–1203.

SPE JPT. (2020). What “is” an Equation of State? *Journal of Petroleum Technology*.

Soave, G. (1972). Equilibrium constants from a modified Redlich–Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science*, 27(6), 1197–1203.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0009250972800964?via%3Dihub>

Dodds, P. E., & Demoullin, S. (2021). The integration of hydrogen into the gas grid: Safety and infrastructure implications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(58),

29878–29889.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319921022400?via%3Dihub>

HyDeploy. (2020). HyDeploy Project Summary Report. Keele University, Cadent Gas Ltd. Recuperado de <https://hydeploy.co.uk>