

Diseño conceptual de un sistema de transporte de hidrógeno natural a partir de
gasoductos existentes en el territorio colombiano.

Silvia Juliana Sanabria Uribe

Lady Tatiana Santos Castellanos

Monografía para Optar el Título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Ingeniero de petróleos y Magister en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería del Gas

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento A mi madre, por ser mi pilar incondicional en cada etapa de este camino. Su amor, paciencia y fortaleza han sido el motor que me ha impulsado a seguir adelante, incluso en los momentos más difíciles.

A Roci y Don Pachito, mi más sincero agradecimiento por abrirme las puertas de su hogar durante mi etapa de estudios. Su generosidad y hospitalidad me brindaron no solo un lugar donde descansar, sino también un espacio lleno de cariño, tranquilidad y apoyo. Gracias por hacerme sentir en familia, por su compañía y por contribuir de manera tan significativa a que este proceso fuera más llevadero. Su gesto quedará siempre en mi corazón como una muestra de solidaridad y afecto que nunca olvidaré.

-Tatiana

Gracias...

A Pachito, quien con su ejemplo, apoyo y sabiduría ha hecho posible que hoy esté donde estoy. Gracias por recordarme siempre que su mano estará ahí para ayudarme, lo suficientemente cerca para darme confianza y lo bastante lejos para que sepa que puedo sola. A Roci, por los desayunos, las palabras de ánimo, por consentirme y por leerme aun cuando yo no decía una palabra.

A Jhon, quien estuvo desde el primer día; quien aguantó el estrés, la ansiedad y mis distracciones; y quien siempre me recibía en casa con un abrazo y una comida caliente. A Juan Diego, que me adelantaba el almuerzo y me preguntaba, con cariño, si quería que me consiguiera un buñuelo.

A Carlos y Giovanni, los dos jefes que me ayudaron para que el tiempo no fuera un obstáculo en el cumplimiento de este objetivo.

Y a Dios quien es mi fortaleza.

-Silvia

Tabla de contenido

RESUMEN	11
ABSTRACT	12
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1. Contextualización:	13
1.1.1. Formación:	13
1.1.2. Potencial abundancia:	14
1.1.3. Inversiones iniciales.....	15
1.1.4. Costos de producción.....	15
1.1.5. Obstáculos en la producción de hidrógeno natural	16
1.2. Planteamiento del Problema.	16
1.3. Hipótesis	17
1.4. Pregunta de investigación:	17
1.5. Objetivos.....	17
1.5.1. Objetivo General.....	17
1.5.2. Objetivos Específicos.....	17
1.6. Justificación	18
1.7. Estructura del documento	19
2. CAPÍTULO 1: CARACTERIZACIÓN DEL HIDRÓGENO Y SU COMPORTAMIENTO EN GASODUCTOS	21
2.1. Propiedades fisicoquímicas	21
2.1.1. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno y su comparación con el gas natural	21
2.1.2. Fragilización por hidrógeno y compatibilidad de materiales de gasoductos.	

2.2.	Evaluación de pérdidas por fricción, caída de presión y difusividad en tuberías.	
		23
2.2.1.	Permeabilidad	25
2.3.	Métodos de almacenamiento y transporte de hidrógeno	27
3.	CAPÍTULO 2: EVALUACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE GASODUCTOS EN COLOMBIA	30
3.1.	Caracterización de la infraestructura actual de gasoductos en Colombia.....	30
3.2.	Materiales, dimensiones y presiones de operación.....	31
3.3.	Identificación de gasoductos potencialmente adaptables para hidrógeno	36
3.3.1.	Material de tubería:	39
3.3.2.	Presión de diseño:	39
3.3.3.	Temperatura de diseño:.....	39
3.4.	Ubicación del gasoducto:.....	40
3.5.	Desafíos para la adaptación de la red de hidrógeno	40
3.5.1.	Fragilización de materiales por exposición prolongada al hidrógeno	40
3.5.2.	Falta de normativa específica para transporte de hidrógeno puro o en mezcla	41
3.6.	Análisis de desafíos operativos y regulatorios.....	42
4.	CAPÍTULO 3: SIMULACIÓN DEL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO EN GASODUCTOS EXISTENTES.....	43
4.1.	Parámetros de Operación del Gasoducto Seleccionado.....	43
4.2.	Condiciones operativas por analizar	46
4.3.	Composición de Yacimientos de Hidrógeno	48
4.4.	Diagrama del Esquema de Simulación	50
4.4.1.	Resultados simulación con condiciones mínimas.....	52

4.4.2.	Resultados simulación con condiciones máximas	54
4.5.	Resultados Desempeño del Gasoducto con Gas Natural vs. Hidrógeno	56
4.5.1.	Caída de Presión	56
4.5.2.	Temperatura	61
4.5.3.	Poder Calorífico	63
5.	CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE INTEGRIDAD Y SEGURIDAD PARA EL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO	65
5.1.	Evaluación de la integridad estructural de los gasoductos ante la exposición al hidrógeno.....	65
5.2.	Peligros identificados.....	68
5.2.1.	Fragilización por hidrógeno (Hydrogen Embrittlement, HE):.....	68
5.2.2.	Presión cíclica interna:	68
5.2.3.	Defectos internos preexistentes:	69
5.2.4.	Sobrepresiones transitorias:	69
5.3.	Causas	69
5.4.	Consecuencias.....	69
5.5.	Aspectos organizacionales	69
5.6.	Métodos de inspección y mantenimiento para gasoductos adaptados.....	69
5.6.1.	Inspección de línea:.....	70
5.7.	Análisis What if	70
5.7.1.	Identificación de Nodos	70
5.7.2.	Análisis de riesgo mediante metodología What-If.....	71
5.8.	Estrategias de mitigación de fugas y degradación de materiales.....	74
5.8.1.	Esquema de estrategias de mitigación de riesgos.	74

6. CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA ADAPTACIÓN DE GASODUCTOS	75
6.1. Ingresos operacionales.....	78
6.2. Costos de producción.....	79
6.2.1. Costos de bombeo	79
6.2.2. Otros costos operativos	81
6.3. Gastos generales y de administración.....	82
6.4. Amortización y depreciación de la línea	82
6.5. Inversión en el año 0 (CAPEX).....	83
6.6. OPEX.....	84
6.7. Análisis de rentabilidad de los 4 escenarios	84
7. CONCLUSIONES	87
8. RECOMENDACIONES.....	90
9. REFERENCIAS	92
10. ANEXO I	96
10.1. Unidades	96
10.2. Abreviaciones	96
11. ANEXO II	98
11.1. Escenario 1.....	98
11.2. Escenario 2.....	99
11.3. Escenario 3.....	100
11.4. Escenario 4.....	101
12. ANEXO III	102
12.1. Nodo 1. Flujo de alimentación de gas	103

12.2. Nodo 2. Sistema de transporte de gas (Tubería).....	104
12.3. Nodo 3. Corriente de salida de gas	108

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1	21
Tabla 2	26
Tabla 3	27
Tabla 4	28
Tabla 5	33
Tabla 6	33
Tabla 7	34
Tabla 8	36
Tabla 9	37
Tabla 10	43
Tabla 11	44
Tabla 12	45
Tabla 13	48
Tabla 14	49
Tabla 15	56
Tabla 16	58
Tabla 17	61
Tabla 18	63
Tabla 19	65
Tabla 20	67
Tabla 21	72
Tabla 22	77
Tabla 23	80
Tabla 24	82

Tabla 25 **85**

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1.....	23
Figura 2.....	25
Figura 3.....	26
Figura 4.....	30
Figura 5.....	31
Figura 6.....	32
Figura 7.....	38
Figura 8.....	47
Figura 9.....	51
Figura 10.....	52
Figura 11.....	53
Figura 12.....	54
Figura 13.....	55
Figura 14.....	59
Figura 15.....	62
Figura 16.....	71
Figura 17.....	75
Figura 18.....	76
Figura 19.....	79

Resumen

Esta monografía presenta el diseño conceptual de un sistema de transporte de hidrógeno natural (H_2) utilizando la infraestructura existente de gasoductos en Colombia, evaluando su viabilidad técnica y económica en el contexto de la transición energética. El estudio concluye que la adaptación de la infraestructura actual, compuesta principalmente por tuberías de acero al carbono (API 5L X60/X52), es técnicamente viable para el transporte de H_2 , siempre que se opere bajo presiones y temperaturas controladas para mitigar la fragilización por hidrógeno (HE). Las simulaciones muestran que la caída de presión es compensable mediante ajustes en la compresión; sin embargo, el principal desafío técnico radica en la calidad del gas, ya que el poder calorífico bruto de las mezclas de hidrógeno natural obtenidas se encuentra notablemente por debajo del rango exigido por el Reglamento Único de Transporte (RUT) de Colombia, lo que obligaría a modificar los quemadores o realizar un tratamiento previo del gas. Desde la perspectiva económica, aunque el proyecto presenta un Valor Presente Neto (VPN) favorable, la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los escenarios con hidrógeno (entre 1565% y 1613%) es inferior al escenario base de transporte de gas natural (2292%), lo que sugiere que mantener el uso actual del gasoducto resulta, comparativamente, más rentable a nivel financiero puro.

Palabras claves: Hidrógeno natural, gaseoductos, diseño conceptual, Aspen Hysys, What-if, análisis económico

Abstract

This monograph presents the conceptual design of a natural hydrogen transportation system (H₂) utilizing Colombia's existing pipeline infrastructure, evaluating its technical and economic viability in the context of the energy transition. The study concludes that adapting the current infrastructure, primarily composed of carbon steel pipes (API 5L X60 and X52), is technically viable for H₂ transport, provided that operation is maintained under controlled pressures and temperatures to mitigate Hydrogen Embrittlement (HE). Simulations show that the pressure drop observed is compensable through adjustments in compression; however, the main technical challenge lies in the gas quality (calorific value) relative to Colombian regulations (RUT - Reglamento Único de Transporte), as the gross calorific value of the simulated natural hydrogen mixtures is notably below the required range (950 to 1150 Btu/ft³). This discrepancy would necessitate modifying existing combustion systems (burners) or implementing pretreatment or mixing with enriched natural gas. From an economic perspective, although the project presents a favorable Net Present Value (VPN), the Internal Rate of Return (TIR) for the hydrogen scenarios (ranging from 1565% to 1613%) is lower than the base natural gas transportation scenario (2292%), suggesting that maintaining the pipeline's current use is, comparatively, more profitable purely from a financial standpoint.

Key words: Natural hydrogen, gas pipelines, conceptual design, Aspen Hysys, What if, economic analysis.

1. INTRODUCCIÓN

En el contexto actual, marcado por la necesidad de una transición energética eficiente y con el menor impacto posible sobre nuestro estilo de vida, resulta fundamental explorar alternativas a las tecnologías tradicionales. Una de estas alternativas consiste en aprovechar la infraestructura de gasoductos existente, actualmente destinada al transporte de gas natural, para el traslado de hidrógeno natural.

Para comprender la viabilidad del diseño de un sistema de transporte de hidrógeno natural en estas condiciones, es indispensable definir y analizar previamente algunos conceptos clave que permitirán dar claridad al alcance y la factibilidad de esta propuesta.

1.1. Contextualización:

1.1.1. Formación:

El hidrógeno natural se forma a través de diversos procesos geológicos bajo el manto terrestre.

Uno de ellos es la serpetinización que ocurre cuando el agua reacciona con rocas bajas en sílice y ricas en metales ferrosos como el olivino o el piroxeno. Ocurren reacciones de hidratación y oxidación cuyo producto principal son las serpentina, crucita y magnetita y como subproducto se obtiene hidrógeno molecular (H_2) (Blay-Roger et al., 2024). Esta reacción suele ocurrir a una temperatura óptima de 200 °C y 300°C. Por lo tanto, las exploraciones de estos yacimientos usualmente se enfocan en áreas con yacimientos de hierro con posible contacto con agua.

Otro mecanismo importante es la radiólisis del agua, esto ocurre por la reacción en la corteza terrestre de elementos reactivos como el uranio, torio y potasio cuya radiación divide las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno (Blay-Roger et al., 2024).

A través de procesos biológicos se espera la producción de hidrógeno considerando procesos de fermentación y la fijación de nitrógeno en el metabolismo de estos microorganismos. (Tian et al., 2022)

Existen otras formas de producción de hidrógeno natural. Es importante señalar que se trata de un proceso continuo, ya que el movimiento de las placas tectónicas renueva las rocas reactivas, lo que puede acelerar o disminuir la generación de hidrógeno (Blay-Roger et al., 2024). Asimismo, la presencia de rocas impermeables, como arcillas o capas de sal, resulta fundamental para atrapar el hidrógeno generado en el subsuelo y favorecer la formación de acumulaciones significativas (Eric C Gaucher et al., 2023).

Al ser producto de procesos geológicos naturales, se considera totalmente libre de carbono, no tiene como subproductos dióxido de carbono por lo que se alinea con los objetivos de sostenibilidad global en pro de la lucha con el cambio climático. (Tasleem & Alsharaeh, 2025)

1.1.2. Potencial abundancia:

Se estima que al menos 30 países cuentan con depósitos ricos en hidrógeno natural. Considerando que la sostenibilidad implica que un proceso sea rentable a lo largo del tiempo, la posibilidad de que estos yacimientos puedan explotarse durante un periodo suficiente, garantizando una tasa de retorno positiva, favorece que la rentabilidad sea la adecuada para promover este tipo de proyectos.

Por otro lado, los yacimientos de hidrógeno natural encontrados se encuentran distribuidos a lo largo del globo, se han encontrado en Malí, Omán, Estados Unidos, Japón, Rusia, Alemania y China. Incluso se han observado diferentes ubicaciones con fugas de hidrógeno natural en el lecho marino. (Hidrógeno blanco, 2024)

De igual forma, se estima que las fuentes potenciales de estos yacimientos (sin considerar fuentes profundas) son de alrededor 254×10^9 m³/año (Tian et al., 2022).

Considerando un poder calorífico inferior de 10.1 MJ/m³ (a 15°C y 1 atm), se esperaría que con estas cantidades se produzca una cantidad de 2,565.4 x10⁹ MJ/año.

Este recurso se considera prometedor para la transición energética pues su potencial bajo costo podría permitir que se desbloquee la economía del hidrógeno y de esta forma descarbonizar diversos sectores energéticos. (Blay-Roger et al., 2024)

1.1.3. Inversiones iniciales

Las inversiones iniciales en la producción de hidrógeno natural son menores en comparación con el hidrógeno verde, ya esta última requiere de infraestructura específica para su producción mediante electrólisis. Los yacimientos de hidrógeno natural pueden aprovechar la infraestructura existente de gas natural, lo que reduce significativamente los costos iniciales. Sin embargo, la inversión debe enfocarse en abordar los desafíos relacionados con los materiales y la seguridad, como la adaptación de tuberías y equipos para transportar y almacenar hidrógeno. Estas inversiones estratégicas son cruciales para garantizar una transición segura y eficiente hacia el uso de hidrógeno natural como fuente de energía renovable.

1.1.4. Costos de producción

Ya que este tipo de hidrógeno se produce mediante procesos geológicos subterráneos, presenta una ventaja competitiva significativa en términos de costos. Compitiendo incluso, en términos de precios, con los del gas natural. Y es significativamente menor a los costos de producción del hidrógeno verde e incluso el hidrógeno generado por combustibles fósiles. La capacidad de utilizar infraestructuras existentes minimiza los gastos de capital y acelera la implementación de proyectos, lo que es crucial para cumplir con los objetivos de sostenibilidad y descarbonización (Hidrógeno blanco, 2024).

1.1.5. Obstáculos en la producción de hidrógeno natural

Teniendo en cuenta que la exploración de estos yacimientos aún se encuentra en etapas tempranas, la cantidad exacta de reservas es incierta. Esta incertidumbre conlleva a que las inversiones no alcancen el nivel requerido. No obstante, en Malí, en 1987, se produjo el descubrimiento accidental de una reserva de hidrógeno natural. Actualmente, la empresa canadiense Hydroma extrae este recurso para generar energía destinada a una aldea de la zona.(Tasleem & Alsharaeh, 2025)

Además, la tecnología de extracción aún se encuentra en una etapa incipiente, por lo que es necesario desarrollar métodos más eficientes y económicos que permitan su rentabilidad. En Malí, la extracción no se realiza a gran escala; por ello, estas tecnologías todavía no están completamente desarrolladas ni probadas (Blay-Roger et al., 2024). Asimismo, existen desafíos regulatorios, ya que en muchas regiones del mundo persiste un vacío legal respecto a la propiedad de estas reservas, lo que convierte la obtención de permisos de extracción en un proceso complejo. En términos de seguridad, tampoco se cuenta todavía con una legislación claramente establecida.

1.2. Planteamiento del Problema.

Actualmente, Colombia cuenta con una infraestructura de gasoductos capaz de satisfacer la demanda nacional de gas natural. Sin embargo, considerando los pronósticos de incremento en la demanda de hidrógeno en los próximos años y el contexto de la inevitable transición energética, será necesario no solo disponer de una infraestructura lo suficientemente robusta para cubrir las necesidades del mercado, sino también optimizar el uso de la infraestructura existente, con el objetivo de reducir los costos de inversión y mejorar el precio final del producto.

Las redes de transporte deberán garantizar el mantenimiento de la pureza y calidad del hidrógeno, minimizar las pérdidas técnicas y económicas, y evaluar los riesgos

operacionales y estructurales, estableciendo estrategias eficaces para su mitigación y gestión.

Asimismo, será fundamental implementar incentivos y regulaciones que motiven a las empresas transportadoras de gas natural a realizar las inversiones necesarias para adaptar sus instalaciones y transformarse en transportadoras de hidrógeno, asegurando así una transición energética eficiente y sostenible.

1.3. Hipótesis

Desde el punto de vista de procesos y de seguridad de procesos, es posible utilizar la infraestructura actual colombiana de gas natural para un posible escenario en el que el hidrógeno natural sea el que hay que transportar.

1.4. Pregunta de investigación:

¿Es posible, diseñar un sistema de transporte de hidrógeno natural a partir de un gasoducto existente en Colombia, evaluando su viabilidad técnica y económica para su adaptación en el contexto de la transición energética?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Diseñar un sistema de transporte de hidrógeno natural a partir de un gasoducto existente en Colombia, evaluando su viabilidad técnica y económica para su adaptación en el contexto de la transición energética.

1.5.2. Objetivos Específicos

Definir las condiciones operacionales del gasoducto seleccionado y establecer los parámetros óptimos para el transporte de hidrógeno.

Determinar las condiciones de operación del transporte de hidrógeno natural en gasoductos y analizar sus desafíos técnicos y de seguridad.

Simular las condiciones actuales de operación del gasoducto en el transporte de gas natural e hidrógeno, considerando las modificaciones necesarias para garantizar un sistema de transporte eficiente y seguro.

Analizar diferentes escenarios operacionales considerando las variables críticas en la simulación del transporte de hidrógeno natural dentro del gasoducto seleccionado.

Realizar un análisis técnico-económico integral que justifique y respalde la alternativa propuesta para la adaptación del gasoducto, determinando su viabilidad en términos de inversión, eficiencia y seguridad operativa.

1.6. Justificación

Este trabajo tiene como objetivo fomentar la implementación del hidrógeno natural a gran escala, garantizando una seguridad energética sostenible y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles.

El hidrógeno, como vector energético alternativo, es uno de los elementos más abundantes en el universo, representando más del 90 % de la materia del universo en forma de plasma o estado atómico (Muhammed et al., 2023). Además, su desarrollo es fundamental para alcanzar la meta de cero emisiones netas para 2050.

A pesar de los desafíos inherentes a su alta reactividad, lo que genera dificultades en el almacenamiento y transporte a larga distancia, es esencial superar la barrera de costos y eficiencia en su transporte. Una de las estrategias más viables para reducir estos costos es la adaptación de los gasoductos existentes para el transporte de hidrógeno, lo que permitiría una transición más rápida y eficiente (Muhammed et al., 2023).

Este proyecto no solo busca determinar los parámetros óptimos para el transporte de hidrógeno natural, sino también fortalecer su credibilidad como fuente de energía renovable, mediante la identificación y mitigación de riesgos operacionales.

Cabe destacar que, debido a su baja densidad y alta permeabilidad, el hidrógeno presenta desafíos significativos en su transporte y almacenamiento, incluyendo su propensión a fugas, su baja temperatura de ignición, su elevado calor latente de combustión y su capacidad de difundir a través de materiales convencionales.

Colombia cuenta con una extensa red de gasoductos de gas natural, que podría ser aprovechada y adaptada para el transporte de hidrógeno, lo que contribuiría a reducir costos iniciales y acelerar la expansión de la infraestructura para su distribución.

Este proyecto generará beneficios para empresas que decidan participar en la transición energética, así como para aquellas que ya están invirtiendo en proyectos de hidrógeno natural y buscan aumentar su capacidad. Asimismo, será una herramienta clave para profesionales del sector y para países que buscan fortalecer su seguridad energética a través del hidrógeno como vector energético.

1.7. Estructura del documento

El primer capítulo buscará abordar las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno natural, comparándolas con las del gas natural. Se analiza la fragilización por hidrógeno y la compatibilidad de los materiales de los gasoductos, así como la evaluación de pérdidas por fricción, caída de presión y difusividad en las tuberías. También se describen los métodos de almacenamiento y transporte del hidrógeno.

Posteriormente, en el segundo capítulo del presente documento, se caracteriza la infraestructura actual de un gasoducto colombiano, incluyendo materiales, dimensiones y presiones de operación. Se identifican las características que deben tener los gasoductos que podrían adaptarse para el transporte de hidrógeno y se analizan los desafíos operativos y regulatorios asociados.

El tercer capítulo se centra en la selección de un gasoducto de referencia y la justificación técnica de su elección. Se detallan los parámetros de operación del gasoducto

seleccionado y se modela el transporte de hidrógeno utilizando Aspen HYSYS V14. Se evalúa el desempeño del gasoducto con gas natural en comparación con hidrógeno.

En el cuarto capítulo se evalúa la integridad estructural de los gasoductos ante la exposición al hidrógeno y se describen los métodos de inspección y mantenimiento para gasoductos adaptados. Se realiza un análisis de riesgo utilizando metodología What-If, y se proponen estrategias de mitigación de fugas y degradación de materiales.

Luego, se analizan los costos de adaptación de los gasoductos, tanto CAPEX como OPEX, y se comparan con los costos de construir nuevos gasoductos. Se realiza un análisis de retorno de inversión y rentabilidad del proyecto, y se evalúa el impacto económico en la transición energética de Colombia.

Finalmente, en la conclusión, se resumen los hallazgos más relevantes del estudio, se valida o rechaza la hipótesis formulada y se evalúa el impacto del estudio en la viabilidad del transporte de hidrógeno. También se discuten las limitaciones del estudio y aspectos que podrían mejorarse en futuras investigaciones.

Además, se presentan recomendaciones técnicas para la adaptación de gasoductos al hidrógeno, estrategias para mejorar la seguridad y eficiencia del transporte de hidrógeno, propuestas de regulaciones y políticas en Colombia para incentivar la infraestructura de hidrógeno, y líneas de investigación futuras para optimizar el diseño y operación de gasoductos de hidrógeno.

2. CAPÍTULO 1: CARACTERIZACIÓN DEL HIDRÓGENO Y SU COMPORTAMIENTO EN GASODUCTOS

2.1. Propiedades fisicoquímicas

2.1.1. *Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno y su comparación con el gas natural*

Como se observa en la Tabla 1, el hidrógeno tiene una densidad mucho menor que el gas natural lo que podría aumentar de manera significativa la velocidad del flujo excediendo el límite de erosión de 20 m/s, lo que causaría erosión dentro de las tuberías.

El contenido energético es también significativamente menor. Para entregar la misma cantidad de energía que el gas natural, se necesita triplicar el caudal volumétrico del hidrógeno (Li et al., 2025). El hidrógeno tiene una mayor compresibilidad en comparación con el gas natural, lo que podría permitir su transporte a presiones más bajas, reduciendo el riesgo de fragilización por hidrógeno.

Tabla 1

Propiedades del gas natural e hidrógeno a 100 bar y 303 K

Propiedad	Metano	Hidrógeno
Peso molecular (g/mol)	16.0425	2.0159
Densidad (kg/m ³)	74.6208	0.008
Gravedad específica	0.5539	0.0696
Viscosidad dinámica (Pa*s)	1.3955E-05	9.1680E-06
Viscosidad cinemática (m ² /s)	1.8702E-07	0.00115
Poder calorífico bruto (MJ/m ³)	37.6315	12.0793
Conductividad térmica (W/(mK))	0.448	0.1561

Nota. Tabla obtenida de (Abbas et al., 2021)

La mezcla de hidrógeno en gas natural es una estrategia viable para la transición energética, aprovechando la infraestructura existente del mismo. Sin embargo, es esencial considerar las proporciones de mezcla y las modificaciones necesarias para asegurar la

seguridad y eficiencia del transporte. Las tuberías deben estar diseñadas para resistir la fragilización por hidrógeno, utilizar recubrimientos protectores y mantener condiciones controladas durante los procesos de fabricación y operación. Además, es crucial utilizar estaciones compresoras para mantener la velocidad del flujo dentro de los límites seguros.

2.1.2. Fragilización por hidrógeno y compatibilidad de materiales de gasoductos.

Cuando metales como el acero, hierro, níquel, titanio y sus aleaciones, pierden su ductilidad y se vuelven frágiles debido a la difusión de átomos de hidrógeno en su estructura, ocurre una fragilización. Este fenómeno acelera la generación de grietas que generan fallas mecánicas. Entonces, la fragilización por hidrógeno se define como el proceso mediante el cual la resistencia de un material puede reducirse significativamente por la introducción de átomos de hidrógeno cuando se trabaja en un ambiente con hidrógeno.

Existen muchos parámetros que afectan el comportamiento mecánico de los metales en presencia de hidrógeno tales como composición, condiciones del hidrógeno (temperatura, fuente, condición en superficie) microestructura del material, entre otros.

La implementación de recubrimientos protectores alrededor del metal es esencial para actuar como barreras de difusión, previniendo la introducción de hidrógeno desde el ambiente. Además, el control de procesos durante actividades como el electroplating (Proceso electrolítico) y la soldadura, son cruciales para mantener condiciones controladas que minimicen la introducción de hidrógeno. Por último, el diseño de materiales debe enfocarse en utilizar aleaciones menos susceptibles a la fragilización por hidrógeno y en diseñar componentes que minimicen el estrés concentrado, asegurando así una mayor durabilidad y resistencia de los materiales (25.4 Embrittlement - Knovel, n.d.).

Actualmente, los métodos de inhibición de fragilización están categorizados en 3 tipos: Modificación de materiales metálicos, recubrimientos bloqueadores de hidrógeno e inhibidores, la adición de inhibidores de hidrógeno en las tuberías ha surgido como el método más factible para mitigar el comportamiento de fragilización considerando los desafíos de implementación y costos (Dwivedi & Vishwakarma, 2018).

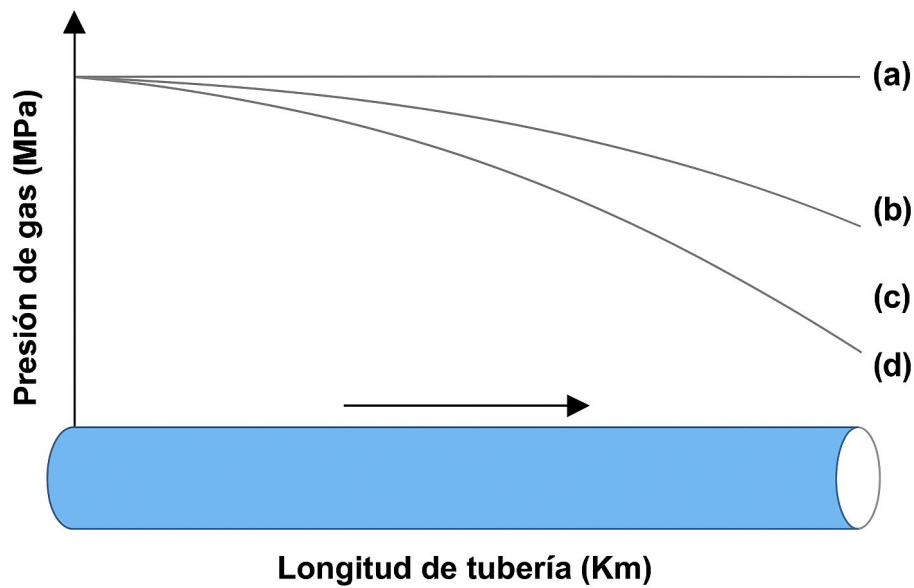
Según (Abbas et al., 2021), el uso de tuberías de gas natural para transportar hidrógeno es viable, pero requiere modificaciones significativas para asegurar la seguridad y eficiencia del transporte. Las tuberías deben estar diseñadas para resistir la fragilización por hidrógeno, utilizar recubrimientos protectores y mantener condiciones controladas durante los procesos de fabricación y operación. Además, es esencial considerar el uso de estaciones compresoras para mantener la velocidad del flujo dentro de los límites seguros.

2.2. Evaluación de pérdidas por fricción, caída de presión y difusividad en tuberías.

Para observar el comportamiento de la presión del efecto de la mezcla de hidrógeno en tuberías de gas (Abbas et al., 2021) investiga la viabilidad técnica y de seguridad de transportar hidrógeno puro o mezclado con gas natural en ductos diseñados para gas natural. Para obtener el efecto del hidrógeno en el comportamiento de presión se modeló la caída de presión a lo largo del ducto para diferentes caudales volumétricos ($Q_a < Q_b < Q_c < Q_d$) obteniendo la Figura 1.

Figura 1

Presión de gas Vs Longitud de tubería



Nota. Obtenido de (Abbas et al., 2021)

A mayor caudal mayor pérdida de presión a lo largo de la tubería debido a la presencia del hidrógeno en el gas natural, para mantener la presión de entrega, será necesario:

- Estaciones compresoras adicionales
- Rediseño del sistema de compresión
- Análisis del MAOP (Maximum Allowable Operating pressure).

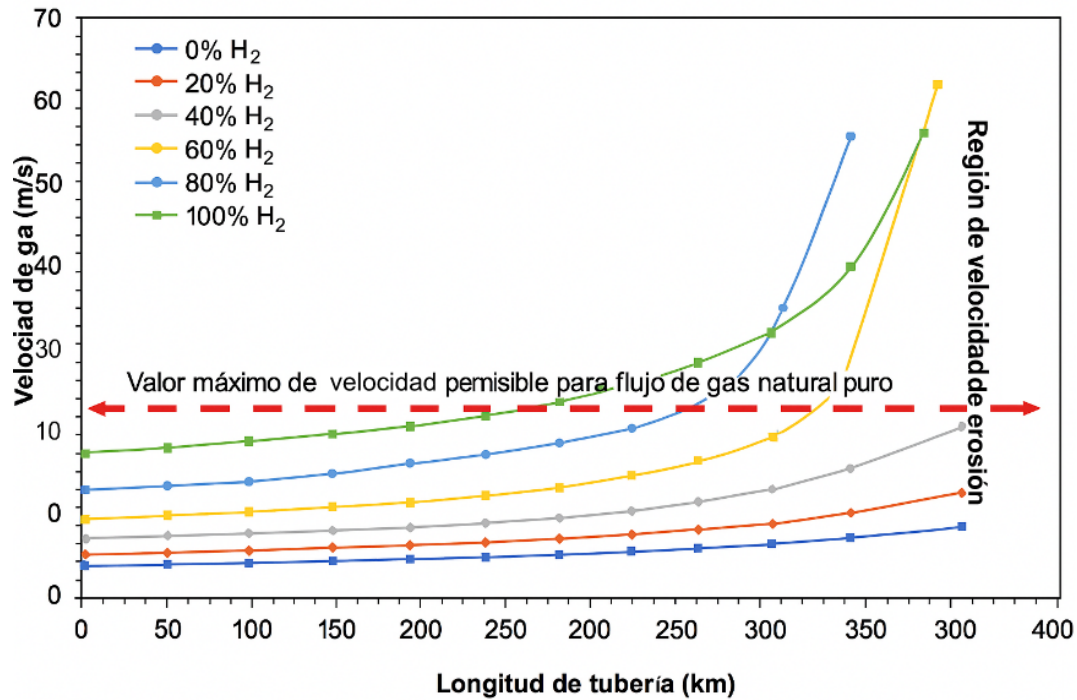
Además, el estudio realizado indica que el hidrógeno necesita aproximadamente cuatro veces más energía para ser transportado que el gas natural, lo que afectaría la capacidad energética que de mantenerse implicaría redimensionamiento de la infraestructura según (Abbas et al., 2021).

Para el perfil de velocidad de la Figura 2 se simuló mezclas de gas natural con diferentes proporciones de hidrógeno (20%, 40%, 60%, 80%, 100%, a lo largo del gasoducto en función de su longitud, se observa en todas las muestras un aumento de la

velocidad progresivo, lo anterior, debido a una disminución de la presión por fricción provocando expansión del gas y aumento de su velocidad (Abbas et al., 2021)

Figura 2

Perfil de velocidad en tuberías de gas



Nota. Obtenido de (Abbas et al., 2021)

Como se observa en la Figura 2 la velocidad experimenta un aumento evidente en mezclas de 60% o más de H₂ superando el límite de velocidad erosional de 20m/s según la API RP 14E.

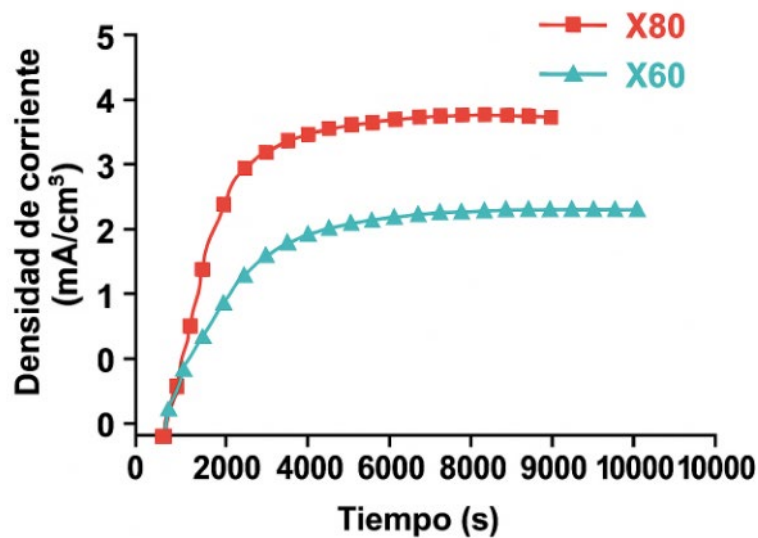
2.2.1. Permeabilidad

La facilidad con la que el hidrógeno puede entrar, moverse y salir del acero es determinada por la permeabilidad. El acero X60 tiene una microestructura de ferrita y perlita, que favorece la absorción de hidrógeno como se observa en el trabajo realizado por (Araújo et al., 2011). Sin embargo, los elementos microaleantes (Nb, Ti, Mo, V), forman precipitados que atrapan el hidrógeno y evitan que cause daño, además al tener el acero un alto contenido de carbono está también genera trampas que hacen que al

hidrógeno le cueste salir. Si el acero está bajo presiones y temperaturas altas este puede moverse más rápido hacia zonas débiles y generar grietas si se acumula mucho hidrógeno en un mismo punto (Araújo et al., 2011).

Figura 3

Curva de permeación de hidrógeno de los aceros X60 y X80.



Nota. Obtenido de (Araújo et al., 2011)

La gráfica confirma los valores presentados en la Tabla 2. La curva correspondiente al acero X60 evidencia un mayor paso de hidrógeno. La difusividad explica la forma de la curva: aunque el X60 presenta una menor difusividad, el hidrógeno ingresa más lentamente, pero se acumula en mayor cantidad debido a su alta solubilidad. Finalmente, la solubilidad influye en la altura final de la curva, ya que el acero X60 retiene más hidrógeno, alcanzando un valor final más elevado.

Tabla 2

Parámetros obtenidos en ensayos de acero X60 y X80

Acero	Difusividad ($10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$)	Permeabilidad ($10^{10} \text{ molH}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}$)	Solubilidad ($\text{molH}\cdot\text{m}^{-3}$)
X60	2.11 ± 0.38	3.53 ± 0.82	1.66 ± 0.08
X80	3.37 ± 0.15	3.01 ± 0.16	0.89 ± 0.06

Nota. Obtenido de (Araújo et al., 2011)

Por otra parte, el acero X80 es menos vulnerable a la entrada de hidrógeno, su difusividad indica que el hidrógeno se mueve más rápido dentro del material por lo que no se acumula tanto como en el X60. Ninguno de los dos materiales presenta susceptibilidad significativa a la fragilización, por lo tanto, es seguro para usar en ambientes donde hay hidrógeno siempre que se mantengan las variables adecuadas que se discutirán a lo largo del documento.

2.3. Métodos de almacenamiento y transporte de hidrógeno

La elección del método de almacenamiento y transporte depende de múltiples factores:

- Distancia y volumen requerido.
- Infraestructura existente.
- Seguridad y normativa aplicable.
- Costo energético de compresión o licuefacción.
- Compatibilidad de materiales con hidrógeno.

Tabla 3

Comparativa métodos de almacenamiento y transporte de hidrógeno.

Estado	Método	Ventajas	Desventajas
Gaseoso	Cilindros, tuberías.	Simple, probado.	Riesgo de fugas.

Líquido	Criotanques.	Alta densidad volumétrica.	Costoso, requiere enfriamiento.
Químico	NH ₃ , metanol, LOHC.	Estable, fácil transporte.	Requiere conversión química.
Sólido	Hidruros metálicos.	Seguro, compacto.	Costoso, limitado a ciertas aplicaciones.

Nota. Obtenido de (ASME B31.12 - Hydrogen Piping and Pipelines - Engineering Workbench, n.d.)

En todos los casos, se recomienda aplicar normas como ASME B31.12, ISO 19880, y CGA G-5.6, que establecen criterios de diseño, selección de materiales, pruebas de integridad y factores de desempeño para sistemas en servicio con hidrógeno.

Tabla 4

Comparativa de propiedades del hidrógeno y gas natural.

Propiedad	Hidrógeno (H₂)	Gas Natural (CH₄)
Composición	Hidrógeno molecular	Principalmente metano
Poder Calorífico	3-3.54 kWh/Nm ³	10.8-11.98 kWh/Nm ³
Emisiones	No produce CO ₂ , puede generar NO _x	Produce CO ₂ y NO _x
Infraestructura	Necesita adaptación o nueva infraestructura	Amplia infraestructura existente
Costos	Inicialmente más altos	Relativamente bajos
Aplicaciones	Procesos industriales, generación de electricidad, combustible vehicular (celdas de combustible)	Calefacción, generación de electricidad, combustible vehicular

Seguridad	Almacenado a presiones de hasta 10,000 PSI	Almacenado a presiones de alrededor de 3,600 PSI
Innovación	Campo de innovación próspera	Tecnología madura con mejoras continuas

Nota. Obtenido de (Comparemos Combustibles, 2022).

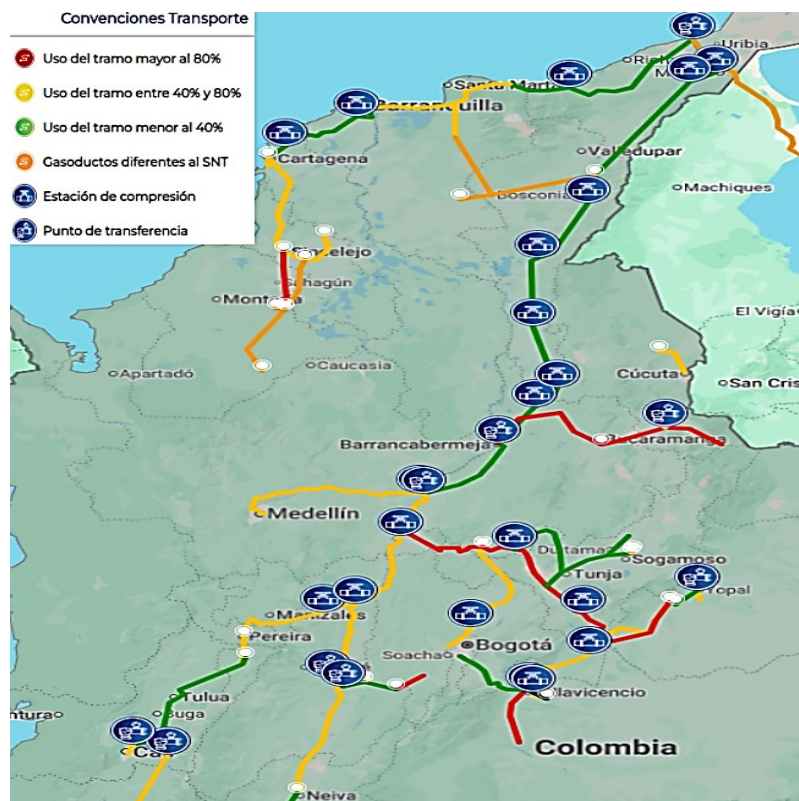
3. CAPÍTULO 2: EVALUACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE GASODUCTOS EN COLOMBIA

3.1. Caracterización de la infraestructura actual de gasoductos en Colombia.

Existen aproximadamente 7500 Km de gasoductos (Figura 4) que componen la red nacional de transporte de gas natural en Colombia, operados principalmente por empresas como Promigas que opera una red robusta de 3,204 km de gasoductos orientada a satisfacer una alta demanda energética. Su capacidad de transporte alcanza los 1,219 MCFD. TGI que gestiona una red de 4,076 km de gasoductos, superando a Promigas en extensión de red, su capacidad de transporte es de 830 MCFD, inferior a la de Promigas.

Figura 4

Uso de los tramos del SNT 08/05/2025



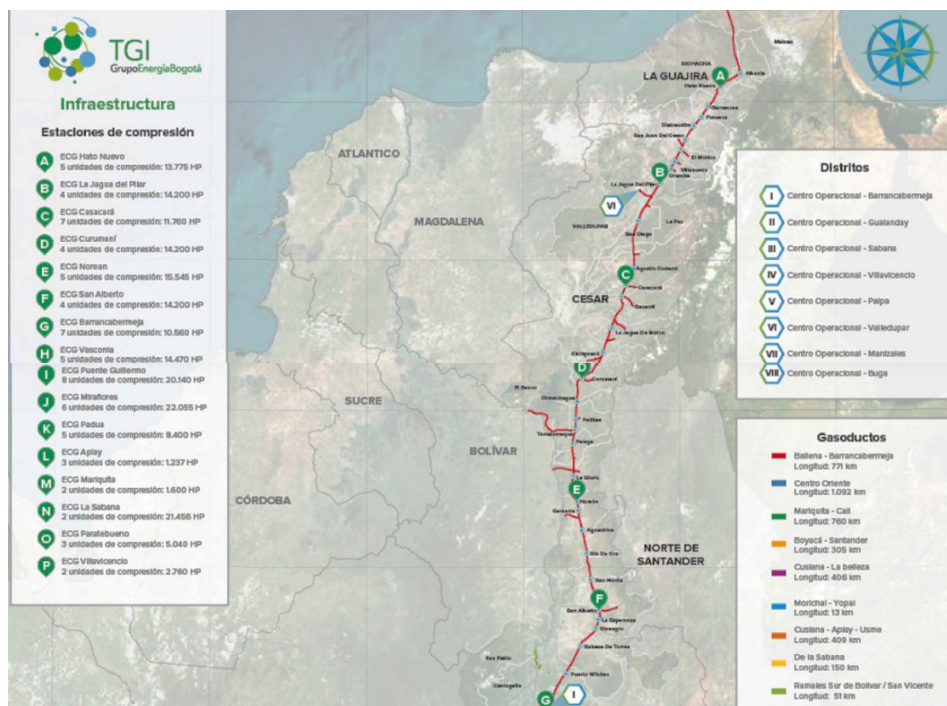
Nota. Mapa válido para el 08/05/2025 (Rutgas, n.d.)

También se encuentran Promioriente, Transmetano, Progasur y otras transportadoras regionales esta red cuenta con una infraestructura (Figura 5) que conecta los centros de producción con los principales centros de consumo, dentro de los que se incluyen zonas industriales, urbanas y plantas de generación eléctrica.

El sistema se estructura en tramos troncales y ramales, con puntos de entrada desde campos de producción nacionales y terminales de regasificación como SPEC LNG en Cartagena (*Rutgas*, n.d.). La red ha sido diseñada para operar en condiciones de alta presión, con capacidades variables según el tramo.

Figura 5

Longitud gasoductos según la TGI



Nota. Obtenido de (MapaSistemaTransporte, n.d.)

3.2. Materiales, dimensiones y presiones de operación

El transporte de gas por ductos en Colombia se compone de líneas troncales principalmente en acero al carbono con diámetros iguales o superiores a 16 y pueden llegar hasta 36 in, aunque hay líneas de 42 in, esto depende del tramo, la demanda

atendida. Líneas o ramales regionales en acero y polietileno, con diámetros inferiores a 16 in, como se evidencia en el tramo Ballena – Barrancabermeja perteneciente a la empresa TGI (Figura 6) de tubería con especificación API 5L X60 fabricadas bajo la norma API 5L Grado B (Redes De Oleoductos Y Gasoductos De Colombia, n.d.) donde se muestran las características generales de un gasoducto.

Figura 6

Gasoducto Ballena – Barrancabermeja



Nota. Obtenido de (Boletín Electrónico de Operaciones - TGI | Mapa Del Sistema de Transporte, n.d.)

El gasoducto Ballena Barrancabermeja está conformado por 6 estaciones de compresión y una estación terminal ubicada en Barrancabermeja en el kilómetro 578+800 con infraestructura de telecomunicaciones a lo largo de todo el trazado, estaciones de lanzamiento y recepción de raspadores, así como válvulas de seccionamiento para control operativo (Boletín Electrónico de Operaciones - TGI | Presiones Operacionales, n.d.)

Las presiones de operación típicas se encuentran en el rango de 400 a 1,200 psig, aunque algunos tramos pueden operar a presiones superiores en condiciones de alta demanda (Tabla 5 y Tabla 6)

Tabla 5

Presiones operacionales en el sistema de transporte de TGI S.A E.S.P.

Punto de Control	Presiones críticas (PSIG)	
	Mínima	Máxima
Ballena	900	1200
Barrancabermeja	700	1050
Vasconia	680	1070
La Belleza	650	890
Cogua	450	800
Cusiana	950	1150
Teatinos	650	900
Mariquita	700	950
Letras	460	830
Armenia	400	790
Jamundí	390	750
Cali	450	750
Villavicencio	700	780
Usme	350	700

Nota. Obtenido de (Boletín Electrónico de Operaciones - TGI | Presiones Operacionales, n.d.)

Tabla 6

Presiones operacionales en las estaciones compresoras de TGI S. E.S.P.

Punto de Control	Presiones críticas (PSIG)	
	Mínima	Máxima
EC Hatonuevo	600	1200
EC La Jagua del Pilar	550	1200
EC Casacará	600	1200
EC Curumaní	550	1200
EC Norean	520	1200
EC San Alberto	550	1200
EC Barrancabermeja	600	1200
EC Vasconia	700	1200
EC Puente Guillermo	500	1200
EC Miraflores	500	1200
EC Mariquita	600	1200
EC Padua	600	120

Nota. Obtenido de (Boletín Electrónico de Operaciones - TGI | Presiones Operacionales, n.d.)

El sistema de transporte de gas natural constituye un activo estratégico para la seguridad energética del país. Estos sistemas no solo permiten un abastecimiento eficiente de gas natural, sino que también representan una oportunidad para avanzar en la transición hacia fuentes de energía más limpias. La siguiente tabla presenta información detallada sobre los principales gasoductos de Colombia, con el objetivo de identificar su potencial para ser utilizados en el transporte de hidrógeno natural:

Tabla 7

Tabla comparativa gasoductos en Colombia

Parámetro Técnico	Gasoducto Sebastopol	Gasoducto Ballena-Barrancabermeja	Gasoducto Mariquita–Cali
Operador	Transmetano S.A. E.S.P.	TGI (Transportadora de gas internacional)	TGI (Transportadora de gas internacional)
Longitud aproximada	147.538 km Total	578.8 km línea principal + 193 km ramales	797 km (343 km troncal + 454 km ramales)
Diámetro principal	14" (K0–K5), 12" (K5–final)	18" línea principal	20" línea troncal
Espesor de tubería	0.219" a 0.500"	0.344"	No especificado públicamente
Material	API 5L X60 ERW	API 5L X60	Con base en estándares de diseño ASME B31.8, se estima el uso de API 5L X52 o X60
Presión de diseño	1,380 psi	1,200 psi (Ballena) / 650 psi (Barrancabermeja)	No especificado públicamente
Capacidad de transporte	72.5 MCFD	260 MCFD	168 MCFD
Revestimiento externo	FBE (epoxi fusionado)	No especificado	No especificado

Beneficiarios	Antioquia	La Guajira, Cesar, Magdalena, Santander	Tolima, Caldas, Quindío, Risaralda, Valle del Cauca
---------------	-----------	--	---

Nota. Obtenido de (Redes De Oleoductos Y Gasoductos De Colombia, n.d.).

3.3. Identificación de gasoductos potencialmente adaptables para hidrógeno

Los ductos, en su mayoría cumplen con los estándares internacionales como ASME B31.8 en sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas. Han sido diseñados para el transporte de gas natural seco. Sin embargo, debido a la antigüedad de algunos tramos en ciertas zonas hay desafíos para la confiabilidad del sistema, lo que se confirma en la Tabla 7, compuestos por tuberías en acero al carbono API-5L X60 ERW, un material que según estudios es compatible con hidrógeno dependiendo de su especificación. Se asume que algunos tramos han tenido cambios a lo largo del tiempo y que actualmente se emplean para sus tuberías, Acero al carbono 5PL X52.

Dentro de los tramos potencialmente adaptables, encontramos en la Figura 7 para su selección y análisis se emplearán las Tabla 8 y Tabla 9.

Tabla 8

Esfuerzos permisibles básicos en tensión para materiales metálicos de tuberías

Norma API 5L	Norma CSA Z245.1 (MPa)
A25	172
A	207
B	241
X42	290
X52	359
X56	386

X60	414
X65	448
X70	483
X80	550

Notas. (1) Solo para aplicaciones sin presión.

(2) No deben usarse fundiciones de latón y bronce impregnadas con polímeros.

(3) Deben evitarse aleaciones con componentes que se funden a temperaturas menores al 120% de la temperatura de una llama de hidrógeno laminar.

(4) Solo grados austeníticos.

Obtenido de (ASME B31.12 - Hydrogen Piping and Pipelines - Engineering Workbench, n.d.)

Tabla 9

Resistencia mínima especificada a la fluencia (SMYS) para tuberías de acero comúnmente utilizadas en sistemas de tuberías

Especificación	Grado	Tipo [Nota (1)]	SMYS (psi)	SMYS (MPa)
API 5L Nota (2)	A25	ERW, S	25,000	172
API 5L Nota (2)	A	ERW, S, DSA	30,000	207
API 5L Nota (2)	B	ERW, S, DSA	35,000	241
API 5L Nota (2)	X42	ERW, S, DSA	42,000	290
API 5L Nota (2)	X52	ERW, S, DSA	52,000	359
API 5L Nota (2)	X56	ERW, S, DSA	56,000	386
API 5L Nota (2)	X60	ERW, S, DSA	60,000	414
API 5L Nota (2)	X65	ERW, S, DSA	65,000	448
API 5L Nota (2)	X70	ERW, S, DSA	70,000	483

API 5L Nota (2)	X80	ERW, S, DSA	80,000	552
-----------------	-----	-------------	--------	-----

Notas. (1) Se utilizan las siguientes abreviaturas:

DSA: soldadura por arco sumergido doble

EFW: soldadura por fusión eléctrica

ERW: soldadura por resistencia eléctrica

FW: soldadura por destello

S: sin costura

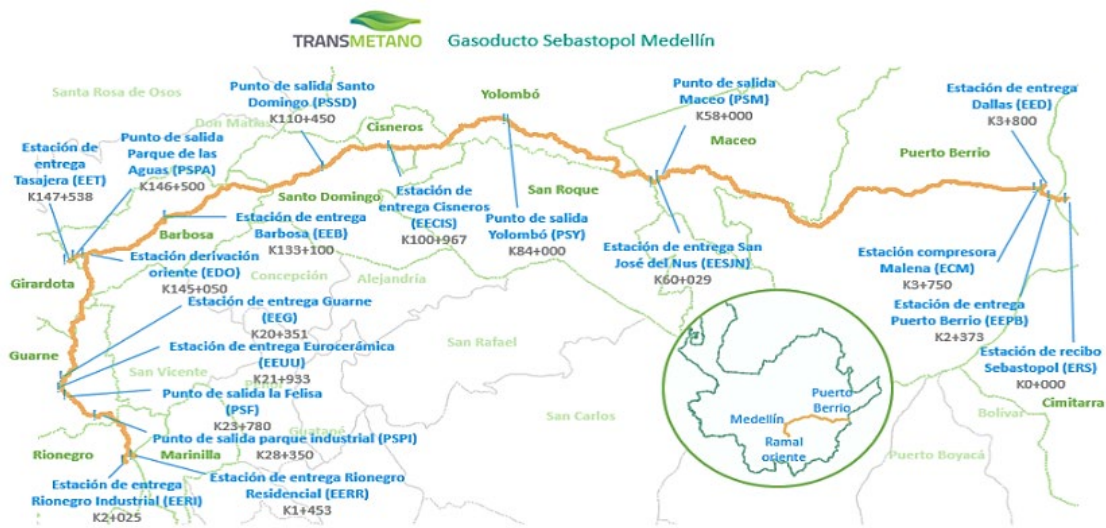
Los grados intermedios están disponibles en API 5L. Las soldaduras a tope de horno están prohibidas.

Obtenido de (ASME B31.12 - Hydrogen Piping and Pipelines - Engineering Workbench, n.d.).

Para el gasoducto Sebastopol Medellín, se encuentra información de dominio público, para el presente documento nos enfocamos específicamente en el material de la tubería como se ve a continuación:

Figura 7

Diagrama e información del Gasoducto Sebastopol Medellín.



Especificaciones técnicas de la línea troncal de transporte:

- Longitud de línea: 147 538 m
- Presión de diseño: 1380 psi
- Presión máxima de operación: 1200 psi
- Capacidad de transporte: 72,5 Mpcd
- Diámetro: KO a K5, 14"; K5 a fin, 12"
- Tubería: API-5L X60 ERW
- Espesor Tubería: 0,219" a 0,500"
- Revestimiento: FBE 16 mils
- Normas: ANSI/ASME B31.8; API: 1104, 1102, 6D, 5L y 5L1; CAN/CSA Z245.20
- Ancho de la servidumbre del derecho de vía: 15m

Nota. Obtenido de (Páginas - Mapa del Gasoducto, n.d.)

Para este tramo es importante analizar los aspectos a continuación enumerados:

3.3.1. Material de tubería:

API 5L X60 ERW Está listado en ASME B31.12 como material aceptable, aunque con precauciones por su mayor susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno.

Requiere verificación adicional de comportamiento frente a hidrógeno (ensayos de impacto, calificación de soldadura, etc.).

3.3.2. Presión de diseño:

Está dentro del rango permitido por ASME B31.12 para materiales X60, aunque se recomienda limitar la presión a ≤ 100 bar para minimizar riesgos de fragilización.

3.3.3. Temperatura de diseño:

Aunque no tenemos el dato exacto de la temperatura de operación del gasoducto es importante trabajar dentro del rango por encima de 300°F y no superar los 392°F,

temperaturas por arriba del rango, generaran reacciones de ataque de hidrógeno que genera fisuras.

El diseño debe considerar este rango para seleccionar materiales, espesores, procedimientos de soldadura y tratamientos térmicos adecuados.

3.4. Ubicación del gasoducto:

Clase de ubicación 1 — Definición según ASME B31.12

- Áreas rurales con baja densidad poblacional.
- Menos de 10 edificios destinados a ocupación humana dentro de 220 metros (660 ft) de la tubería.
- Menor riesgo para la población en caso de falla.

3.5. Desafíos para la adaptación de la red de hidrógeno

Entre los principales desafíos para la adaptación de la red de hidrógeno se encuentran:

3.5.1. Fragilización de materiales por exposición prolongada al hidrógeno

Con base en el estudio (Bouledroua et al., 2024) se ha demostrado que las tuberías de acero al carbono API 5L X52 pueden ser utilizadas de forma segura para el transporte de hidrógeno bajo condiciones de presión variables, siempre que se implementen medidas de monitoreo y mantenimiento adecuadas.

El análisis numérico y experimental indica que, incluso considerando los efectos de la fragilización por hidrógeno, la vida útil de la tubería puede superar las cuatro décadas para defectos iniciales moderados. Además, el cumplimiento con los estándares ASME B31.12 y API 579-1/ASME FFS-1 garantiza un enfoque seguro y normativo para la evaluación de integridad estructural.

El código ASME B31.12 y documentos como CGA G-5.6 recomiendan X42 y X52 como grados preferidos para servicio con hidrógeno, debido a su menor susceptibilidad a la fragilización.

X60, aunque aceptado, puede requerir evaluaciones adicionales (como pruebas de impacto o calificación de soldadura) para garantizar su desempeño en ambientes con hidrógeno. Ambos pertenecen a la familia de aceros al carbono, pero X60 puede tener un contenido ligeramente mayor de microaleantes (como Nb, V, Ti) para alcanzar su mayor resistencia.

3.5.2. Falta de normativa específica para transporte de hidrógeno puro o en mezcla

Actualmente existen normas en Colombia para el transporte y desarrollo del hidrógeno natural expuestas en (Hoja de Ruta Para El Hidrógeno En Colombia, n.d.)

- 3.5.2.1. Decreto 1476 de 2022** Regula la producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno en general, incluyendo el natural. Asigna funciones a entidades como la CREG para definir condiciones técnicas de transporte por redes de gas y poliductos.
- 3.5.2.2. Ley 2099 de 2021** Moderniza la legislación energética y reconoce el hidrógeno (verde, azul y natural) como parte de la matriz energética nacional. Establece incentivos tributarios y mecanismos de fomento para proyectos de hidrógeno.
- 3.5.2.3. GTC 401:2023:** Mejora la comprensión del diseño, operación y mantenimiento seguro de sistemas de transporte por tuberías.
- 3.5.2.4. ASME B31.12:** Aplicable a tuberías que manipulen hidrógeno gaseoso y líquido

3.5.2.5. ISO 14687:2025 establece las especificaciones mínimas de calidad del hidrógeno como combustible, aplicables a una amplia gama de usos, incluyendo aplicaciones vehiculares, estacionarias, industriales, comerciales y residenciales.

3.6. Análisis de desafíos operativos y regulatorios

El estudio técnico de La UPME y la hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, reconocen la necesidad de evaluar la adaptabilidad de la infraestructura existente para el transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural, para avanzar en estos proyectos se sugiere priorizar:

- Ductos con materiales compatibles como acero al carbono de baja aleación.
- Tramos con monitoreo estructural activo.
- Se recomienda realizar estudios de integridad estructural y fragilización por hidrógeno para cada tramo antes de su reconversión.

Se están evaluando mezclas de hidrógeno en la red de gas natural como una herramienta para incentivar la producción de hidrógeno y reducir costos de transporte.

Estudios internacionales indican que las redes existentes pueden tolerar mezclas de hidrógeno del 5% al 10% sin modificaciones significativas.

En Colombia, se propone modificar el Registro Único de Transporte (RUT) para permitir estas mezclas, ya que actualmente los parámetros de calidad del gas no lo permiten (Hoja de Ruta Para El Hidrógeno En Colombia, n.d.). Se planea realizar un inventario de los elementos de la red que podrían verse afectados por el hidrógeno, para definir un plan de actualización. También, se contempla la modificación de la Resolución CREG 071 de 1999 para permitir la inyección de hidrógeno en la red. Y se busca integrar los sistemas eléctricos y de gas mediante el uso de hidrógeno como vector energético.

4. CAPÍTULO 3: SIMULACIÓN DEL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO EN GASODUCTOS EXISTENTES

El gasoducto seleccionado cuenta con un diámetro interno de 7.98", una longitud de 1.53 km y una variación de elevación de 8.6 m. Fue diseñado para transportar un volumen total de 45 MMSCFD de gas natural para una reconocida empresa del sector. La simulación inicial del proyecto se llevó a cabo en el software PipePhase, ampliamente utilizado para modelar líneas de transporte de larga distancia.

No obstante, para la fase de ejecución, la simulación se realizará en Aspen HYSYS V14, tanto para gas natural como para hidrógeno, dado que este software ofrece mayor precisión al modelar sistemas en los que el hidrógeno es el fluido principal.

El gasoducto está ubicado en la región Caribe colombiana, específicamente en el departamento del Atlántico, donde las elevaciones del terreno no son significativas y la temperatura ambiente promedio es de 104 °F.

Las condiciones operativas fueron entregadas por la empresa quien tiene conocimiento de lo que se encuentra aguas arriba y aguas debajo del segmento. El análisis operativo incluirá la evaluación de un margen de trabajo de acuerdo con lo estipulado en el diseño conceptual del gasoducto.

4.1. Parámetros de Operación del Gasoducto Seleccionado

Los datos iniciales del gasoducto se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10.

Condiciones del nodo inicial del gasoducto escogido

Condición	Valor	Unidad
Presión	648	psig
Temperatura	108	°F

Flujo	45	MMSCFD
Gravedad específica del gas	0.64	
Gravedad específica del agua	0.99	
N ₂	0.66	% vol
CO ₂	2.98	% vol
H ₂ S	0	% vol
Poder calorífico superior	1056.17	Btu/ft ³

Nota. Esta tabla resume algunas de las condiciones de operación a la entrada del gasoducto diseñado. Estas condiciones iniciales fueron dadas por el cliente.

Haciendo una comparación con lo que estipula el Reglamento Único de Transporte (RUT), las variables que deben cumplir son las siguientes:

Tabla 11

Especificaciones de calidad del gas natural para la venta

Condición	Valor	Unidad	Comentarios
Máximo poder calorífico			
bruto o superior	1150	Btu/ft ³	Cumple
Mínimo poder calorífico			
bruto o superior	950	Btu/ft ³	Cumple
Contenido de líquidos	Libre de líquidos		Cumple
Máximo contenido de			
H ₂ S	4	ppmv	Cumple

Máximo contenido de			
CO ₂	2	% vol	No cumple
Máxima temperatura de			
entrega	120	°F	Cumple
Mínima temperatura de			
entrega	45	°F	Cumple

Nota. La información es obtenida del RUT. Es la entidad que establece los parámetros de transporte de gas natural en el territorio colombiano. (Alejandría - Resolución 50 de 2018 CREG, n.d.)

Posteriormente, la simulación arroja los siguientes resultados en las condiciones del gas natural para el perfil de distancia y elevación del tramo de gasoducto a estudiar:

Tabla 12

Condiciones del nodo final del gasoducto escogido

Condición	Valor	Unidad
Presión	619.1	psig
Temperatura	105.6	°F
Flujo	45	MMSCFD
Gravedad específica del gas	0.64	
Gravedad específica del agua	0.99	
N ₂	0.66	% vol
CO ₂	2.98	% vol
H ₂ S	0	% vol

Poder calorífico superior 1056.17 Btu/ft³

Nota. Estos son los resultados después de la simulación inicial en Hysys y PipePhase, los resultados de ambas simulaciones fueron los mismos.

Como se puede observar, la caída de presión en el gasoducto es de 28.9 psi, valor que se encuentra por debajo del límite máximo de caída de presión permitido por cada 100 m, según los lineamientos establecidos por el cliente. Asimismo, la velocidad máxima alcanzada en el gasoducto es de 34.35 ft/s, lo cual se encuentra dentro del rango aceptado por la práctica común, que recomienda velocidades entre 30 y 60 ft/s para el transporte de gases en ductos.

4.2. Condiciones operativas por analizar

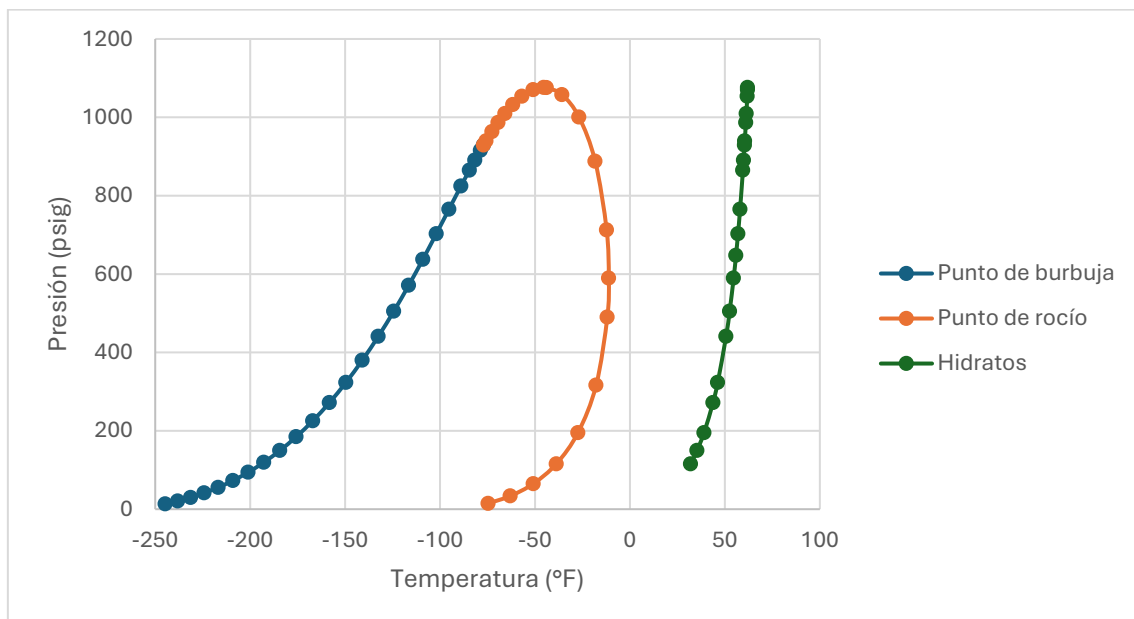
Teniendo en cuenta que en la práctica las líneas de transporte no operan bajo condiciones constantes, sino dentro de rangos definidos de presión, temperatura y flujo establecidos durante la ingeniería conceptual, es necesario considerar valores mínimos y máximos que la tubería debe ser capaz de soportar. En cuanto a la presión, el valor mínimo se determina considerando la presión requerida para que el gas alcance adecuadamente el siguiente compresor en la línea. Asimismo, se evalúa la presión más baja que podría recibir el compresor ubicado aguas arriba, especialmente en condiciones de flujo máximo. Por lo tanto, el escenario de diseño se define por la presión más baja que puede llegar a la succión del compresor aguas abajo. La caída de presión en la línea subsiguiente permite establecer que la presión de entrega en nuestra línea debe ser de 475 psig mínimo.

La presión máxima se establece por debajo de la presión de diseño de la línea, conforme al criterio definido por el cliente. Esta se calcula considerando la presión de descarga del compresor ubicado aguas arriba, bajo condiciones de flujo mínimo. En este escenario, la presión máxima que puede alcanzar la línea se estima en 750 psig. En cuanto a la temperatura, los valores mínimos y máximos están determinados por lo establecido

en el Reglamento Único de Transporte (RUT). La temperatura mínima de entrega permitida es de 45 °F; sin embargo, considerando el diagrama de envolvente del gas natural que se está considerando para el presente proyecto, se puede observar la línea de formación de hidratos.

Figura 8

Envolvente de fases y línea de formación de hidratos para el gas natural.



Nota. Para las presiones manejadas se estima que las temperaturas de entradas deben ser mínimo de 68°F.

Por lo tanto, a pesar de que el RUT establece que la temperatura mínima de entrega debe ser de 45°F, para este caso se debe manejar una temperatura mínima de 80°F.

De igual forma, la temperatura máxima de entrega permitida es de 120 °F, por lo que, aplicando el mismo margen, se considera una temperatura máxima operativa de 110 °F.

Respecto al flujo, se tomará como base el valor de 45 MMSCFD utilizado en el diseño conceptual, el cual representa la capacidad máxima de la línea. Para estimar el

flujo mínimo, se aplicará una reducción del 10 % sobre este valor, lo que permite evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones variables de operación.

4.3. Composición de Yacimientos de Hidrógeno

Los cuatro compuestos presentes en mayor proporción en los yacimientos de hidrógeno natural son: metano, hidrógeno, nitrógeno y dióxido de carbono. La concentración de estos compuestos varía según el tipo de roca que conforma la formación geológica. Por ejemplo, la presencia de lutitas carbonosas maduras puede incrementar el porcentaje de metano en el yacimiento, debido a su relación directa con la abundancia de materia orgánica. Los procesos de fermentación asociados favorecen la formación de CH₄, como se evidencia en estudios de simulación molecular de la adsorción de metano en lutita mediante el método Monte Carlo (Cuadrado, n.d.).

Por esta razón, se tomarán en cuenta dos yacimientos. El primero, denominado Simulación 2, presenta una concentración del 16 % de hidrógeno y guarda similitud con el yacimiento de Mali, actualmente el único yacimiento de gas natural con producción activa conocido a nivel mundial. Para este caso, se consideró la muestra proveniente del pozo VUC, la cual se ilustra en la imagen siguiente:

Tabla 13

Resultados composicionales de diferentes muestras tomadas en pozos de Albania y Kosova

Muestra	N ₂ (%)	CH ₄ (%)	CO ₂ (5)	H ₂ S (%)	H ₂ (ppm)	He (ppm)	Corrección de aire (%)
	16.78	56.63 ±	18.72 ±	4.31 ±			
KOZ	± 0.41	0.89	0.29	0.07	n.m.	n.m.	12
	14.57	85.15 ±	0.07 ±		195 ±		
PET	± 0.76	0.81	0.02	n.d.	0.3	74 ± 4.1	17
	6.75 ±	2.72 ±	90.52 ±				
POK	0.01	0.01	0.03	n.m.	3 ± 0.2	48 ± 0.5	16
	41.56	56.59 ±	1.71 ±		26 ±	1,078 ±	
TOR	± 1.71	2.04	0.55	n.d.	23.5	8.3	22

	75.67	8.18 ±	0.03 ±		161,281		
VUC	± 0.06	0.02	0.01	n.d.	± 387.4	10 ± 0.6	16
	0.11 ±	99.79 ±	0.03 ±		369 ±		
UJE	0.08	0.52	0.00	n.d.	33.8	18 ± 8.4	16
	0.34	0.49 ±	99.17 ±				
DUV	± 0.24	0.17	0.45	n.m.	2 ± 0.2	67 ± 0.8	18
	98.06	0.39 ±	1.05 ±			1,676 ±	
LES	± 0.66	0.14	0.03	n.d.	17 ± 0.5	9.4	21
	30.09	0.68 ±	69.21 ±			186 ±	
VRB	± 0.07	0.00	0.07	n.m.	2 ± 0.1	0.4	21

Nota: Obtenido de (Lévy et al., 2023)

Asimismo, se realiza la Simulación 3, basada en la cromatografía del yacimiento del pozo Wilson, ubicado en Kansas, EE. UU. Este yacimiento presenta una alta concentración de metano, atribuida a la presencia de lutitas carbonosas, y una proporción de hidrógeno del 17 %. (Wang et al., 2023).

Por otro lado, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) anunció recientemente el hallazgo de pozos con presencia de hidrógeno natural en Colombia, específicamente en la cordillera Oriental y en la región de Sinú. El pozo con mayor concentración reportada fue el Macanal-1X, con un registro de 36,110 ppm, equivalente al 3.6 %. Aunque este valor es bajo en comparación con los reportados a nivel internacional, la presencia de lutitas carbonosas, al igual que en el pozo Wilson, sugiere una posible correlación con una mayor proporción de CH₄. Por esta razón, dichas proporciones serán extrapoladas para efectos de simulación (Gobierno Nacional Confirma Hallazgo de Hidrógeno Natural En El Subsuelo Colombiano, n.d.).

Teniendo en cuenta todos estos datos, las composiciones que se evaluarán en el gasoducto son las siguientes:

Tabla 14.

Porcentajes de cada sustancia por simulación.

Compuesto	Simulación 1	Simulación 2	Simulación 3	Simulación 4
H ₂ (%)	0.00	16.13	17.20	3.61
CH ₄ (%)	89.47	8.18	45.10	54.37
N ₂ (%)	0.66	75.66	34.60	41.71
CO ₂ (%)	2.98	0.03	3.10	0.31
H ₂ O (%)	0.18	0.00	0.00	0.00
Etano	4.11	0.00	0.00	0.00
Propano	1.60	0.00	0.00	0.00
i-Butano	0.26	0.00	0.00	0.00
n-Butano	0.48	0.00	0.00	0.00
i-Pentano	0.14	0.00	0.00	0.00
n-Pentano	0.11	0.00	0.00	0.00
n-Hexane	0.01	0.00	0.00	0.00

Nota: Los valores de la tabla son porcentajes, la descripción de las simulaciones se puede encontrar en la sección 4.2.

Por otro lado, se mantendrán la misma presión y temperatura de entrada que fueron consideradas en el diseño del gasoducto para gas natural, dado que actualmente no existe una normativa específica para el transporte de gas proveniente de yacimientos de hidrógeno natural. Por tanto, se asumirán las mismas condiciones operativas establecidas para el gas natural.

4.4. Diagrama del Esquema de Simulación

En el lado izquierdo del modelo se encuentran las corrientes de entrada, en las cuales se introdujeron las composiciones previamente mencionadas. Tal como se muestra

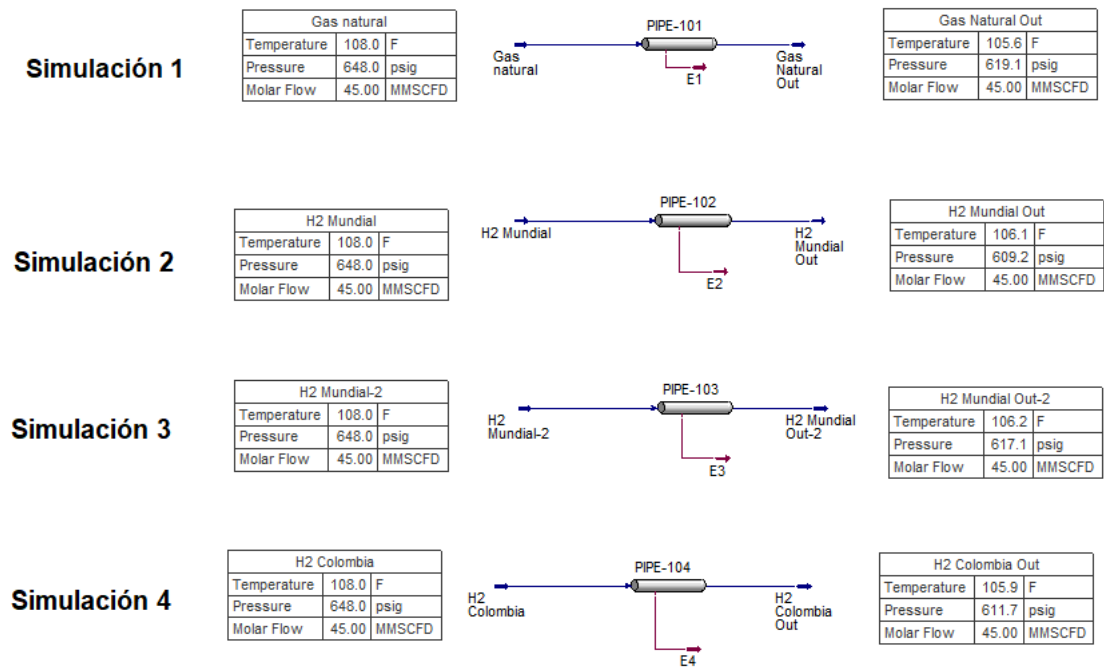
en las tablas contiguas, las condiciones de operación son uniformes para las cuatro simulaciones.

A continuación de la corriente de entrada, se dispone la tubería, cuya información incluye los detalles del perfil de elevación y los accesorios correspondientes al diseño original para transporte de gas natural, elaborado para el cliente. En las cuatro simulaciones se mantuvieron constantes tanto el perfil de elevación como los fittings, con el propósito de comparar las pérdidas de presión y las propiedades del fluido sin introducir variaciones en dichos elementos. Esta decisión permite observar el comportamiento de distintos fluidos en una infraestructura ya existente. Dado que las composiciones varían, se anticipan diferencias en las caídas de presión, así como variaciones térmicas entre el fluido y el entorno.

Finalmente, en el lado derecho del modelo se encuentra la corriente de salida, la cual no contiene datos de entrada, ya que la información en esta sección es calculada automáticamente por el simulador.

Figura 9

Diagrama correspondiente a la simulación de los 4 escenarios en Hysys.



Nota: La figura muestra el esquema de los 4 escenarios, a la derecha se puede observar una tabla con las condiciones iniciales de la tubería y a la izquierda las condiciones finales.

4.4.1. Resultados simulación con condiciones mínimas

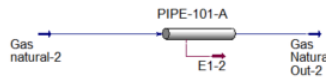
Como se puede observar en las siguientes imágenes, hay diferencias significativas en las condiciones de entrega de gas natural al final de la línea analizada.

Figura 10

Simulación de los 4 escenarios a temperatura, presión mínimos y flujo máximo.

Simulación 1 - T min, P min, F max

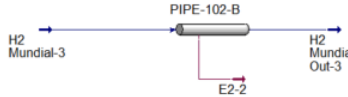
Gas natural-2		
Temperature	80.00	F
Pressure	550.0	psig
Molar Flow	45.00	MMSCFD



Gas Natural Out-2		
Temperature	81.13	F
Pressure	474.6	psig
Molar Flow	45.00	MMSCFD
HHV Vol. Basis	1.412e-004	MMBtu/gal

Simulación 2 - T min, P min, F max

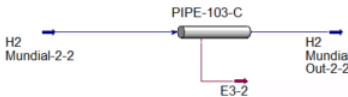
H2 Mundial-3		
Temperature	80.00	F
Pressure	550.0	psig
Molar Flow	45.00	MMSCFD



H2 Mundial Out-3		
Temperature	86.64	F
Pressure	506.2	psig
Molar Flow	45.00	MMSCFD
HHV Vol. Basis	1.554e-005	MMBtu/gal

Simulación 3 - T min, P min, F max

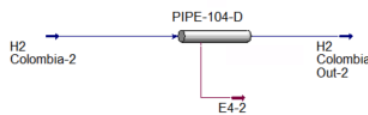
H2 Mundial-2-2		
Temperature	80.00	F
Pressure	550.0	psig
Molar Flow	45.00	MMSCFD



H2 Mundial Out-2-2		
Temperature	86.18	F
Pressure	515.2	psig
Molar Flow	45.00	MMSCFD
HHV Vol. Basis	5.611e-005	MMBtu/gal

Simulación 4 - T min, P min, F max

H2 Colombia-2		
Temperature	80.00	F
Pressure	550.0	psig
Molar Flow	45.00	MMSCFD



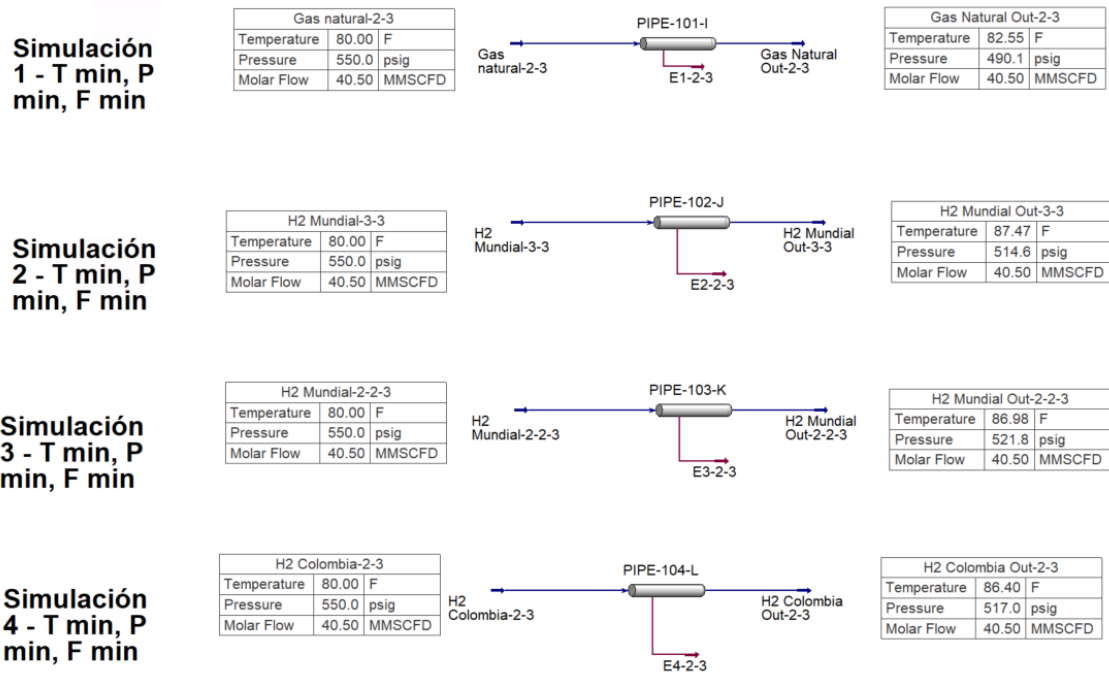
H2 Colombia Out-2		
Temperature	85.53	F
Pressure	509.1	psig
Molar Flow	45.00	MMSCFD
HHV Vol. Basis	6.087e-005	MMBtu/gal

Nota. La figura muestra el esquema de los 4 escenarios, a la derecha se puede observar una tabla con las condiciones iniciales de la tubería y a la izquierda las condiciones finales.

En este caso, se estableció que la presión mínima requerida al final de la línea debía ser de 475 psig, conforme al diseño conceptual para una línea de transporte de gas natural. Para alcanzar dicha presión en el punto de entrega, se determinó que la presión de entrada debía ser de 550 psig. Este valor se adoptó como referencia para todos los escenarios evaluados, incluyendo aquellos asociados a temperatura mínima (T min), presión mínima (P min), flujo máximo (F max) y flujo mínimo (F min). A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los cuatro escenarios considerados bajo condiciones de T min, P min y F min:

Figura 11

Simulación de los 4 escenarios a temperatura, presión y flujo mínimos.



Nota. La figura muestra el esquema de los 4 escenarios, a la derecha se puede observar una tabla con las condiciones iniciales de la tubería y a la izquierda las condiciones finales.

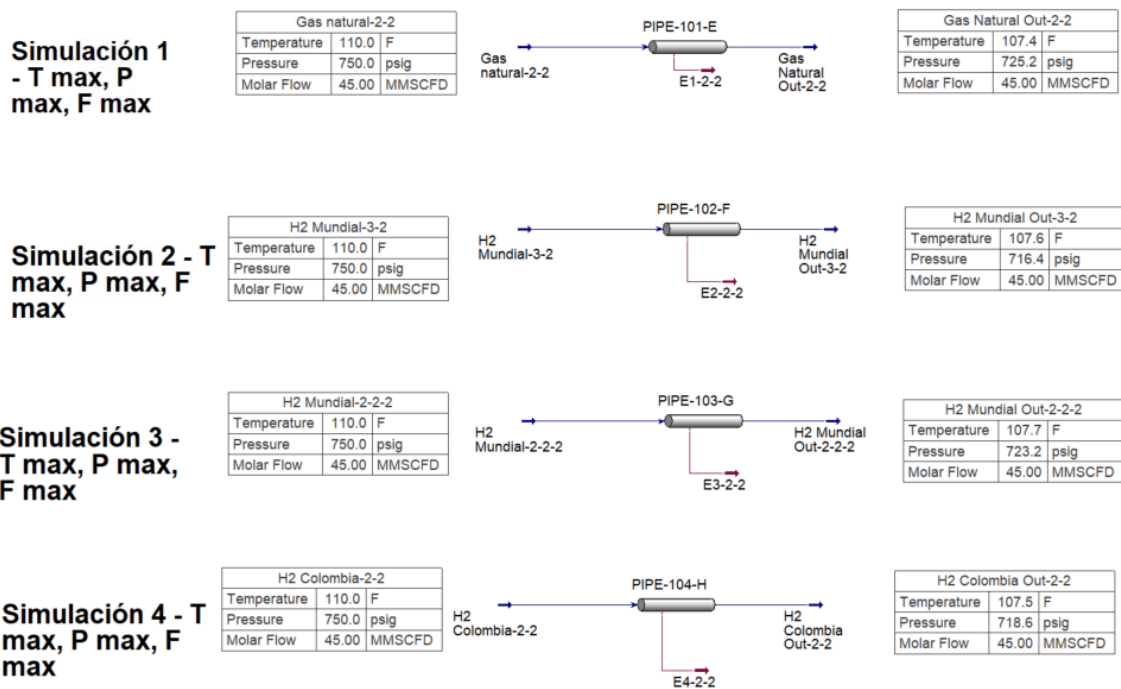
Se puede observar que la caída de presión es más pronunciada en estos casos, además que la temperatura aumenta en contraste con lo que se puede observar en la Figura 9.

4.4.2. Resultados simulación con condiciones máximas

En las figuras que se encuentran a continuación se puede observar el comportamiento de los 4 escenarios para condiciones máximas de presión y temperatura.

Figura 12

Simulación de los 4 escenarios a temperatura, presión y flujo máximos.

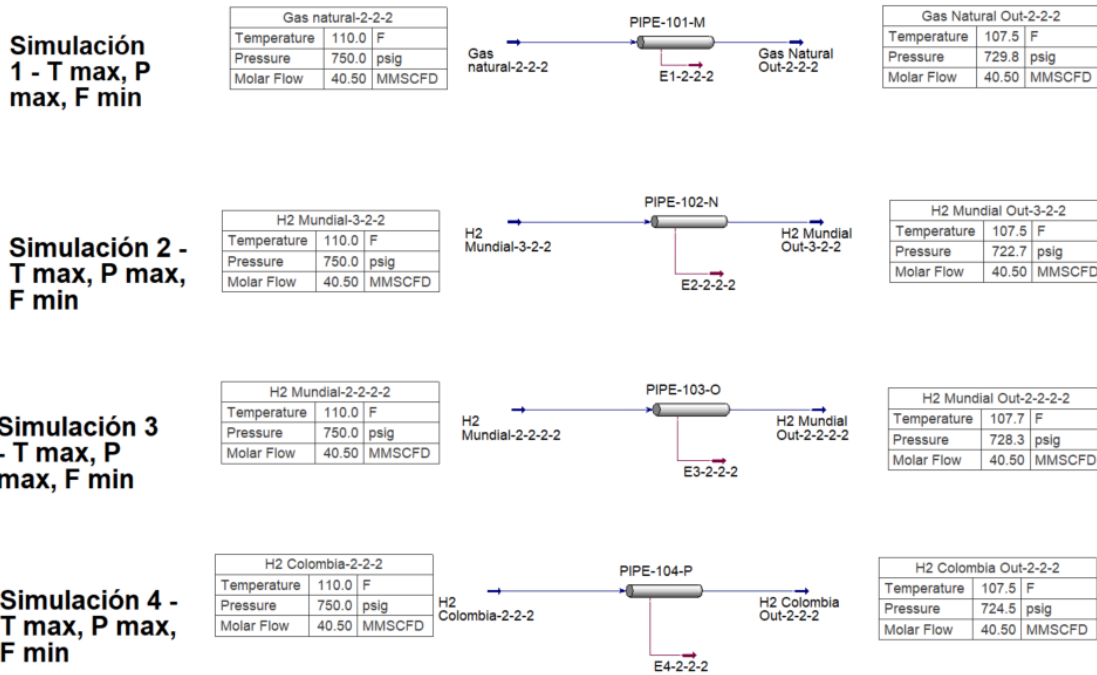


Nota. La figura muestra el esquema de los 4 escenarios, a la derecha se puede observar una tabla con las condiciones iniciales de la tubería y a la izquierda las condiciones finales.

Se puede observar, a diferencia de los resultados de la simulación a condiciones mínimas, que la temperatura disminuye a lo largo de la línea. Y así como se esperaba, la presión también disminuye.

Figura 13

Simulación de los 4 escenarios a temperatura y presión máximas y flujo mínimo.



Nota. La figura muestra el esquema de los 4 escenarios, a la derecha se puede observar una tabla con las condiciones iniciales de la tubería y a la izquierda las condiciones finales.

Estos comportamientos se estudiarán en la siguiente sección.

4.5. Resultados Desempeño del Gasoducto con Gas Natural vs. Hidrógeno

4.5.1. Caída de Presión

A continuación, se detallan las caídas de presión en los diferentes escenarios y su relación con las concentraciones de hidrógeno, metano y nitrógeno.

Tabla 15

Comparación entre resultados de caída de presión en cada simulación.

Simulación	H ₂ (%)	CH ₄ (%)	N ₂ (%)	Densidad (lbmol/ft ³)	Viscosidad (cP)	Caída de presión (psi)
1	0.0	89.5	0.7	0.120	1.30E-02	28.9
2	16.1	8.2	75.7	0.109	1.75E-02	38.8

3	17.2	45.1	34.6	0.111	1.47E-02	30.9
4	3.6	54.4	41.7	0.112	1.57E-02	36.3

Nota. Se añade la densidad y la viscosidad buscando una relación causal entre las propiedades de la mezcla y la caída de presión.

La relación entre la viscosidad del fluido y la caída de presión en la tubería es directamente proporcional, lo que permite evaluar el desempeño del sistema de transporte.

La caída de presión está determinada por varios factores, incluyendo la viscosidad del fluido, el diámetro de la tubería, la rugosidad del material y el caudal. Considerando que el análisis se realiza sobre una tubería ya existente, no se contempla modificar ni el diámetro ni la rugosidad. Si bien es posible ajustar el caudal, se ha decidido mantenerlo constante para garantizar que el transporte del fluido hipotético con hidrógeno se mantenga competitivo frente al transporte convencional de gas natural. Por tanto, el análisis se centrará en la viscosidad de la mezcla.

Tal como se evidencia en la tabla anterior, la presencia de nitrógeno influye significativamente en la viscosidad. En la Simulación 1, donde la concentración de nitrógeno es baja, se observa una viscosidad reducida, lo que resulta en una menor caída de presión. Por el contrario, en la Simulación 2, el aumento en la proporción de nitrógeno genera una mayor viscosidad y, en consecuencia, una mayor pérdida de presión en la tubería.

Estos resultados permiten concluir que los yacimientos compuestos por lutitas carbonosas tienden a presentar menores concentraciones de nitrógeno, dado que el metano lo desplaza. Por lo tanto, las mezclas provenientes de estos yacimientos podrían ofrecer un mejor desempeño en sistemas de transporte por gasoducto.

De igual manera, la caída de presión se ve afectada por la cantidad de flujo y la temperatura. A continuación, se relacionan las condiciones iniciales mínimas y máximas con las caídas de presión presentadas en las líneas de los diferentes escenarios.

Tabla 16

Resultados de caída de presión para las diferentes condiciones operativas y escenarios.

Simulación	Temperatura entrada (°F)	Presión entrada(psig)	Flujo entrada (MMSCFD)	Caída de presión (psi)
1	108	648	45	28.9
2	108	648	45	38.8
3	108	648	45	30.9
4	108	648	45	36.3
1	80	550	45	75.4
2	80	550	45	43.8
3	80	550	45	34.8
4	80	550	45	40.9
1	110	750	45	24.8
2	110	750	45	33.6
3	110	750	45	26.8
4	110	750	45	31.4
1	108	648	40.5	23.4
2	108	648	40.5	31.4
3	108	648	40.5	25
4	108	648	40.5	29.4
1	80	550	40.5	59.9
2	80	550	40.5	35.4
3	80	550	40.5	28.2
4	80	550	40.5	33
1	110	750	40.5	20.2
2	110	750	40.5	27.3
3	110	750	40.5	21.7
4	110	750	40.5	25.5

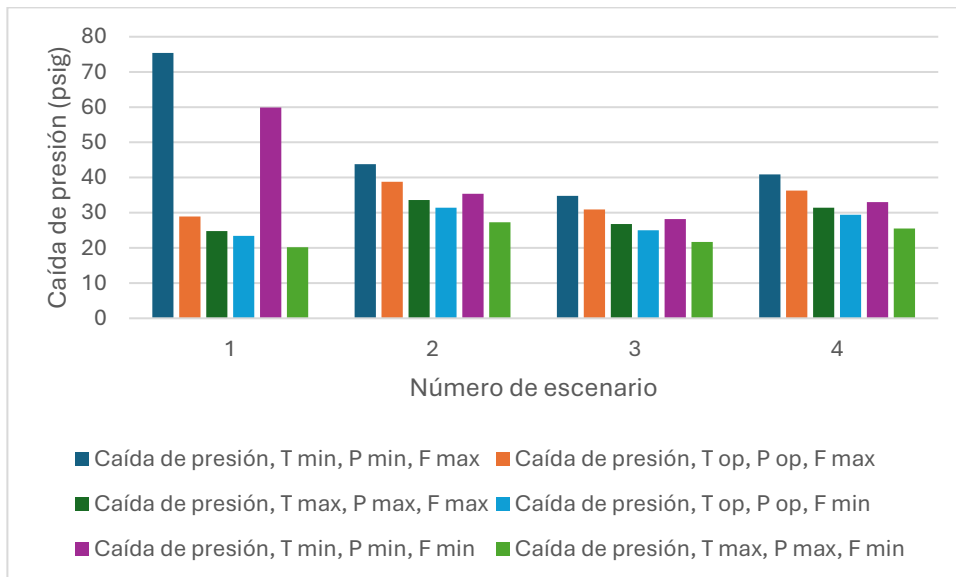
Nota. Tener en cuenta que el escenario define la composición del fluido que va a través de las líneas.

Para poder visualizar mejor la información contenida en la anterior tabla, se realizó el siguiente diagrama.

Diagrama de barras que relaciona la caída de presión con los 4 escenarios y sus condiciones operativas

Figura 14

Caída de presión por escenario y condiciones operativas.



Nota. La gráfica relaciona las caídas de presión con los 4 escenarios y las 6 combinaciones de condiciones de presión, temperatura y flujo.

Se puede observar que la mayor caída de presión ocurre en el Escenario 1, cuya composición corresponde a gas natural, bajo condiciones de temperatura y presión mínimas y flujo máximo. Según la ecuación de Darcy-Weisbach, la caída de presión es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad del flujo, la cual a su vez está relacionada con el flujo volumétrico. Por lo tanto, es esperable que el mayor diferencial de presión se presente en condiciones de flujo elevado.

Este comportamiento se repite en los Escenarios 2, 3 y 4, aunque con variaciones atribuibles a la composición del gas. En los Escenarios 2 y 3, donde la concentración de hidrógeno es elevada (16.1% y 17.2%, respectivamente), se observa una tendencia a mayores caídas de presión bajo condiciones de flujo máximo. Esto se debe a que el hidrógeno, al tener una densidad significativamente menor, incrementa la velocidad del

flujo, lo que intensifica las pérdidas por fricción según la ecuación de Darcy-Weisbach. Esto comprobado por lo mencionado por Thawani al estudiar el comportamiento del hidrógeno en gasoductos existentes mediante modelos numéricos (Thawani et al., 2023). Por otro lado, los Escenarios 2 y 4 también presentan altas concentraciones de nitrógeno (75.7% y 41.7%, respectivamente), lo cual contribuye a una mayor densidad del gas en comparación con mezclas ricas en hidrógeno. Esta mayor densidad tiende a reducir la velocidad del flujo, pero puede aumentar la viscosidad efectiva del sistema, afectando también la caída de presión. En consecuencia, la interacción entre los componentes del gas, especialmente la proporción relativa de H_2 , CH_4 y N_2 , influye de manera significativa en el comportamiento hidráulico de la línea. Esta variabilidad debe ser considerada en el diseño técnico y en la estimación del OPEX, dado que afecta directamente el requerimiento energético para mantener el transporte en condiciones operativas.

En el Escenario 1, la caída de presión bajo condiciones mínimas (T_{min} y P_{min}) es significativamente mayor en comparación con los demás escenarios. Esto sugiere que, en mezclas más densas como el gas natural, la falta de energía mecánica y cinética disponible en condiciones mínimas se traduce en una mayor pérdida de carga. En contraste, en los Escenarios 2, 3 y 4, la segunda mayor caída de presión ocurre bajo condiciones operativas (T_{op} , P_{op}) y flujo máximo, lo que indica que la composición con hidrógeno modifica el comportamiento hidráulico de la línea. Este análisis permite identificar el escenario más exigente en términos de pérdida de presión y, por ende, menos eficiente, el cual debe ser considerado en el dimensionamiento técnico y económico del sistema, especialmente en la estimación del OPEX asociado al consumo energético de compresión.

4.5.2. Temperatura

La caída de temperatura no es una muestra de la eficiencia de la hidráulica de la línea, sin embargo, es necesario analizarla para determinar si se encuentra dentro de los valores estipulados por el RUT.

Tabla 17

Resultados del cambio de temperatura por escenario.

Simulación	Temperatura entrada (°F)	Presión entrada (psig)	Flujo entrada (MMSCFD)	Cambio de temperatura (°F)
1	108	648	45	2.4
2	108	648	45	1.9
3	108	648	45	1.8
4	108	648	45	2.1
1	80	550	45	-1.13
2	80	550	45	-6.64
3	80	550	45	-6.18
4	80	550	45	-5.53
1	110	750	45	2.6
2	110	750	45	2.4
3	110	750	45	2.3
4	110	750	45	2.5
1	108	648	40.5	2.2
2	108	648	40.5	1.9
3	108	648	40.5	1.8
4	108	648	40.5	2.1
1	80	550	40.5	-2.55
2	80	550	40.5	-7.47
3	80	550	40.5	-6.98
4	80	550	40.5	-6.4
1	110	750	40.5	2.5
2	110	750	40.5	2.5
3	110	750	40.5	2.3
4	110	750	40.5	2.5

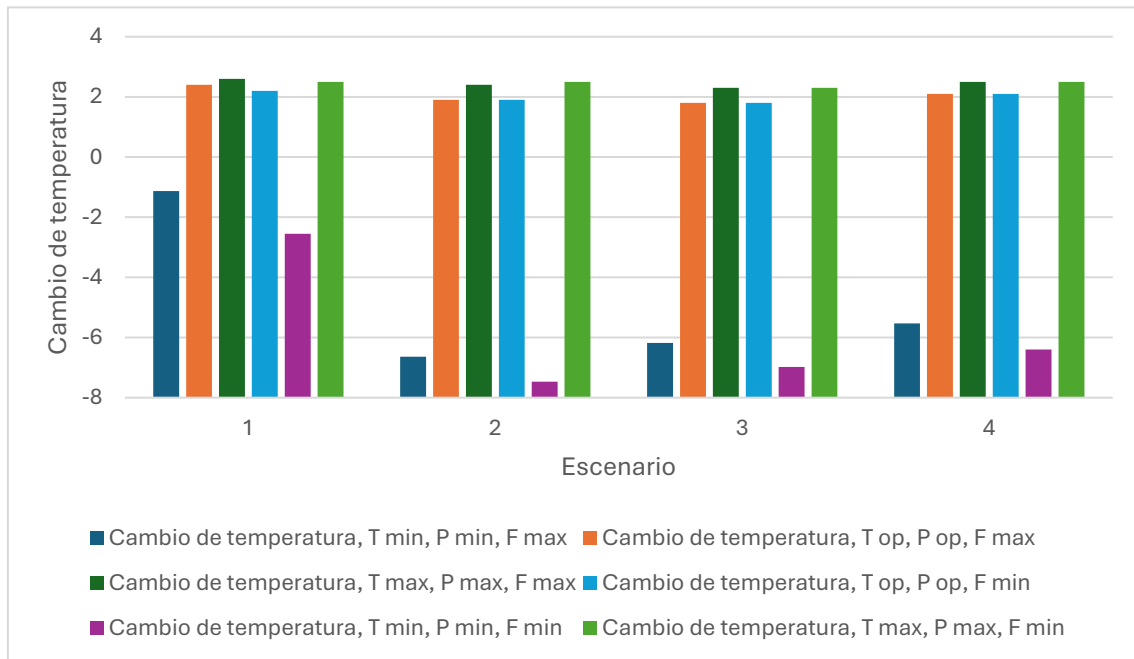
Nota. La tabla abarca las temperaturas y presiones mínimas, máximas y operativas y el flujo mínimo y operativo con sus respectivos resultados de cambio de temperatura.

En la anterior tabla se observan los resultados del cambio de temperatura para cada caso estudiado. Para poder analizar de mejor manera esta información, se construyó

la siguiente gráfica de barras que permite observar por escenario y condiciones operativas, el cambio de temperatura.

Figura 15

Gráfico del cambio de temperatura por escenario



Nota. Cuando los cambios de temperatura son positivos la temperatura a lo largo de la línea va disminuyendo. Cuando son negativos, la temperatura a lo largo de la línea va aumentando.

Se puede observar que, cuando se tienen temperaturas y presiones mínimas, el cambio de temperatura es negativo; es decir, la temperatura del gas aumenta con respecto a la condición de entrada en la tubería. Esto se debe a que se estipuló una temperatura ambiente promedio de 104 °F, lo que genera un intercambio de calor con el entorno. Este intercambio provoca un aumento más sensible de la temperatura cuando el gas se encuentra en su valor mínimo de entrada, que es 80 °F. A medida que la temperatura del gas se aproxima a los 104 °F, el cambio térmico se vuelve menos significativo.

Lo anterior se confirma al analizar el comportamiento de la línea cuando la temperatura de entrada corresponde a la condición operativa (108 °F). Al estar más cercana a la temperatura ambiente, el gradiente térmico es menor, y, por tanto, el cambio de temperatura es el más reducido entre todos los casos evaluados.

Al tener siempre una tendencia hacia el 104°F, da la seguridad de que la temperatura no se saldrá de los parámetros establecidos por el RUT (temperatura mínima de 45°F y máxima de 120 °F). Sin embargo, es necesario evaluar las temperaturas mínimas a las que podría llegar la línea durante la noche para evitar la formación de hidratos.

4.5.3. Poder Calorífico

La disminución en la concentración de metano, sin un incremento compensatorio en la proporción de hidrógeno, da como resultado un poder calorífico bruto inferior al previamente estimado para el gas natural.

A continuación, se presenta una tabla con la comparación de los valores obtenidos de poder calorífico bruto:

Tabla 18

Concentración H₂ y CH₄ vs Poder calorífico

Simulación	No combustibles			Poder calorífico bruto
	H₂ (%)	CH₄ (%)	(%)	(Btu/ft³)
1	0	89.47	3.82	1056.013
2	16.13	8.18	75.69	116.2801
3	17.2	45.1	37.7	419.7307
4	3.61	54.37	42.02	455.3087

Nota: Los no combustibles corresponden a nitrógeno, dióxido de carbono y agua, para el caso de la primera simulación.

Como se puede observar, el poder calorífico disminuye notablemente en las mezclas con presencia significativa de hidrógeno. Esto se debe a que dicho poder calorífico depende tanto de la cantidad de sustancias combustibles presentes como del poder calorífico específico de cada una de ellas. La inclusión de componentes no combustibles como el nitrógeno y el dióxido de carbono, cuyo poder calorífico es nulo, reduce considerablemente el valor energético de la mezcla.

En la tabla se evidencia que la mezcla con el menor poder calorífico corresponde a la Simulación 2, lo cual está directamente relacionado con su elevado contenido de nitrógeno y dióxido de carbono, que en conjunto representan un 75.7 %.

A pesar de estos resultados, el gas generado no queda descartado para uso doméstico. No obstante, su utilización requeriría ciertas medidas técnicas previas. Según el Reglamento Único Técnico (RUT), el poder calorífico bruto debe estar dentro del rango de 950 a 1150 Btu/ft³. Si el gas se encuentra fuera de estos parámetros, sería necesario modificar el diseño de los sistemas de combustión, como estufas, incorporando cámaras de combustión más amplias o quemadores que permitan mayor flujo de combustible.

Cabe resaltar que el poder calorífico bruto no se ve afectado por las condiciones operativas sino por la composición de la mezcla, por lo que no se tendrá en cuenta el resultado de este a diferentes condiciones ya que no cambiará.

Como alternativa más eficiente y menos invasiva para evitar cambios a nivel nacional en los dispositivos domésticos, se podría considerar un tratamiento del gas que incluya su mezcla con gas natural enriquecido o con hidrógeno de alta pureza proveniente de otras fuentes.

5. CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE INTEGRIDAD Y SEGURIDAD PARA EL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO

5.1. Evaluación de la integridad estructural de los gasoductos ante la exposición al hidrógeno.

Según ASME B31.12 Las tuberías de acero al carbón son adecuadas siempre que se cumplan los criterios de diseño, inspección y operación lo que permitirá controlar la fragilización por hidrógeno. Aunque la fragilización tiende a disminuir a temperaturas elevadas, en aceros al carbono puede ocurrir ataque por hidrógeno por encima de 200 °C (392 °F), lo que genera:

- Formación de metano a alta presión en fisuras internas.
- Descarbonización del acero.

En cuanto a presión, según la Tabla 19 y Tabla 20, para tuberías de acero al carbono en servicio de hidrógeno, se han operado sistemas a presiones de hasta 14 MPa (2,000 psi).

Tabla 19

Especificación de material para tubería y componentes de tuberías

No. Espec.	ASTM	Nota
A36	Acero estructural al carbono	(1)
A53	Tubería de acero, negra y galvanizada por inmersión en caliente, soldada y sin costura	(2)
A105	Forjados de acero al carbono para aplicaciones de tuberías	(2)
A106	Tubería sin costura de acero al carbono para servicio a alta temperatura	(2)
A134	Tubería, soldada eléctrica por fusión (arco) (tamaños NPS 16 y mayores)	(1)

A135	Tubería soldada por resistencia eléctrica	(2)
A139	Tubería soldada eléctrica por fusión (arco) (NPS 4 y mayores)	(2)
A179	Tubos condensadores e intercambiadores térmicos sin costura, laminados en frío, bajo contenido en carbono	(2)
A181	Forjados de acero al carbono para tuberías de uso general	(2)
A182	Forjados aleados y aceros inoxidable. Bridas forjadas, accesorios forjados y válvulas para servicio a alta temperatura	(2)
A204	Placas para recipientes a presión, aleación molibdeno-acero	(3)
A213	Aceros ferríticos y austeníticos. Tubos para calderas, supercalentadores e intercambiadores térmicos	(3)
A216	Fundiciones de acero al carbono adecuadas para fundición por fusión en servicio a alta temperatura	(3)
A234	Accesorios forjados de acero al carbono y aleación para servicio moderado y alta temperatura	(3)
A240	Cromo-níquel inoxidable. Placas, láminas y tiras para recipientes a presión de uso general	(3)

Notas. La presión de diseño no debe exceder los 100 MPa (15,000 psi) para todos los materiales, a menos que se indique lo contrario, siempre que la idoneidad del material se demuestre mediante pruebas en hidrógeno, como se especifica en ASME BPVC, Sección VIII, División 3, Artículo KD-10. Notas específicas: (1) Solo para aplicaciones sin presión. (2) La presión de diseño no debe exceder los 41 MPa (6,000 psi) a menos que la idoneidad del material se demuestre mediante pruebas en hidrógeno,

como se especifica en ASME BPVC, Sección VIII, División 3, Artículo KD-10. (3) Solo grados austeníticos. (4) No deben usarse grados que contengan adiciones de níquel superiores al 0.50%. (5) La presión de diseño no debe exceder los 31 MPa (4,500 psi) a menos que la idoneidad del material se demuestre mediante pruebas en hidrógeno, como se especifica en ASME BPVC, Sección VIII, División 3, Artículo KD-10. (6) No deben usarse fundiciones de latón y bronce impregnadas con polímeros. (7) Obtenido de (ASME B31.12 - Hydrogen Piping and Pipelines - Engineering Workbench, n.d.)

Tabla 20

Especificación de material para tuberías.

No. Espec.	Título
ASTM	
A53	Tubería de acero, negra y galvanizada por inmersión en caliente, soldada y sin costura
A106	Tubería de acero al carbono para servicio a alta temperatura
A135	Tubería de acero soldada por resistencia eléctrica
A139	Tubería de acero soldada por fusión eléctrica (arco) (NPS 4 y mayores)
A333	Tubería sin costura y soldada para servicio a baja temperatura
A381	Tubería de acero soldada por arco metálico para uso con sistemas de transmisión a alta presión (1)
API	
5L	Línea de tubería (1)

Nota. La presión máxima operativa permitida (MOP) no debe exceder 21 MPa (3,000 psi) para todos los materiales, a menos que se indique lo contrario, siempre que el material se considere adecuado según lo demuestren las pruebas en hidrógeno, como

según ASME BPVC, Sección VIII, División 3, Artículo KD-10. No deben usarse grados que contengan adiciones de Ni superiores al 0.50%. (1) Para ASTM A381 Grado Y65 y API 5L Grados X65 y superiores, la presión máxima operativa (MOP) debe ser inferior a 10 MPa (1,500 psi). Obtenido de (ASME B31.12 - Hydrogen Piping and Pipelines - Engineering Workbench, n.d.)

Si por alguna razón el gasoducto no es compatible para el hidrógeno natural caracterizado se generarán limitaciones en el diseño y operación, sin embargo, se pueden variar las condiciones para su adaptabilidad, lo anterior, optimizando variables como:

- Temperatura y presión del fluido.
- Concentraciones de algunos componentes presentes que influyen en la densidad del fluido.
- Calidad con las que se busca entregar el producto reajustando su poder calorífico.

El análisis numérico y experimental indica que, incluso considerando los efectos de la fragilización por hidrógeno, la vida útil de la tubería puede superar las cuatro décadas para defectos iniciales moderados (Bouledroua et al., 2024). Además, el cumplimiento con los estándares ASME B31.12 y API 579-1/ASME FFS-1 garantiza un enfoque seguro y normativo para la evaluación de integridad estructural.

5.2. Peligros identificados

5.2.1. *Fragilización por hidrógeno (Hydrogen Embrittlement, HE):*

- Reducción de ductilidad y tenacidad.
- Formación y propagación acelerada de grietas.

5.2.2. *Presión cíclica interna:*

- Variaciones periódicas de presión entre 53 y 66 bar.
- Riesgo de fatiga por carga repetitiva.

5.2.3. Defectos internos preexistentes:

Grietas semi-elípticas internas que pueden crecer con el tiempo.

5.2.4. Sobrepresiones transitorias:

Cierre rápido de válvulas (RCV) puede generar picos de presión (hasta 9.3 MPa).

5.3. Causas

- Variaciones en la demanda de hidrógeno.
- Diseño sin considerar servicio con hidrógeno.
- Material no certificado específicamente para hidrógeno (aunque apto).
- Microestructura del acero susceptible a HE.

5.4. Consecuencias

- Propagación de grietas hasta falla crítica.
- Reducción de vida útil de la tubería.
- Posible ruptura o fuga de hidrógeno.
- Riesgos de seguridad por explosividad del hidrógeno.

5.5. Aspectos organizacionales

- Capacitación del personal en riesgos de hidrógeno.
- Procedimientos de emergencia ante fugas o fallas.
- Gestión documental de inspecciones.

5.6. Métodos de inspección y mantenimiento para gasoductos adaptados.

Todas las empresas operadoras de redes de transporte y distribución de gas deben contar con un manual documentado de mantenimiento acorde a su actividad con el paso a paso detallado para los operadores. Prestar especial atención a esas secciones de las instalaciones que representen mayor riesgo al público en el evento de una emergencia o debido a exigencias de mantenimientos de emergencia o construcciones. Para un

gasoducto los planes de gestión de integridad están basados en el código ASME B31.8S, NTC 3728 y NTC 5747 (norma técnica colombiana destinada exclusivamente a la gestión de la integridad). Para el caso de un gasoducto adaptado, los métodos de inspección y mantenimiento estarán definidos por ASME B31.12 para minimizar los riesgos técnicos y ambientales. Es importante la inspección de línea con lo que esto implica:

5.6.1. Inspección de línea:

Incluye el uso de dispositivos inteligentes (pigs) para detectar la pérdida de espesor por corrosión, deformaciones, grietas y anomalías internas.

Monitoreo externo por medio de encuestas eléctricas para evaluar el estado del recubrimiento y la protección catódica

5.7. Análisis What if

5.7.1. Identificación de Nodos

5.7.1.1. Nodo 1. Flujo de alimentación de gas

Este nodo representa el punto de recepción y acondicionamiento inicial del hidrógeno natural. Tiene como objetivo garantizar que el hidrógeno entra en condiciones óptimas para su transporte.

5.7.1.2. Nodo 2. Sistema de transporte de gas (Tubería)

Este nodo representa una derivación parcial del flujo hacia otro proceso o consumidor. Tiene como objetivo controlar y monitorear el desvío de hidrógeno hacia procesos secundarios.

5.7.1.3. Nodo 3. Corriente de salida de gas

Este nodo representa la entrega final del hidrógeno, ya sea a una red de distribución, almacenamiento o usuario final. Tiene como objetivo Asegurar que el hidrógeno se mantiene en condiciones seguras, controladas y con la calidad esperada por el receptor.

5.7.2. Análisis de riesgo mediante metodología What-If.

Para la jerarquización de los riesgos se utilizó la siguiente matriz de riesgos de Ecopetrol S.A GHS-F-118, donde se clasifica el riesgo por severidad (Consecuencias) y frecuencia (Probabilidad), teniendo en cuenta variables como: Salud y Seguridad de las personas; económicos; alcance: inversión y programación días calendario; medio ambiente; reputación e inconvenientes con los clientes. Si bien este es un método cualitativo de jerarquización de riesgos, se utilizan juicios técnicos de los especialistas de las diferentes disciplinas que participan en las sesiones.

A continuación, se presenta la matriz con nivel de riesgo Bajo, Medio, Alto y Muy Alto, que tienen el potencial de afectación al personal, impacto negativo al ambiente, pérdida de integridad de activos, pérdida de producción.

Figura 16

Matriz RAM ECOPEPETROL

FORMATO MATRIZ VALORACIÓN DE RIESGOS											
GESTIÓN HSE											
VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO SOSTENIBLE Y AMBIENTAL											
CODIGO GHS-F-118					ELABORADO 26/05/2016			VERSIÓN 1			
Cualquier información para aplicación de este formato consultar la Guía GHS-G-035											
CONSECUENCIAS						No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la Empresa o en la industria	Ha ocurrido en la Empresa en los últimos 10 años	Sucede varias veces al año en la Empresa. De probable ocurrencia en un lapso entre 1 y 5 años	Sucede varias veces al año en el Departamento.	
CATEGORÍAS						PROBABILIDAD					
G R A V E D A D	PERSONAS	ECONÓMICA (USD\$)	AMBIENTAL	CLIENTES	REPUTACIÓN	A	B	C	D	E	
	5	Una o Más Fatalidades de trabajadores ó incapacidades permanentes a personal de la comunidad	Mayor a 10 Millones	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Internacional	M	M	H	H	VH
	4	Incapacidad Permanente (Total o Parcial) de trabajadores ó Incapacidad temporal de personal de la comunidad	Mayor a 1 Millón y Menor o Igual a 10 Millones	Importante	Pérdida de clientes de mercado sensible o prioritario	Nacional y con rechazo de un grupo de interés	L	M	M	H	H
	3	Incapacidad Temporal (Mayor o Igual a 1 Día) de trabajadores u hospitalización en centros asistenciales de personal de la comunidad	Mayor a 100.000 y Menor o Igual a 1 Millón	Localizada	Desabastecimiento y/o Pérdida de Clientes	Nacional y sin rechazo de un grupo de interés	N	L	M	M	H
	2	Incapacidad en trabajadores ó Primeros auxilios, sin hospitalización a personal de la comunidad	Mayor a 10.000 y Menor o Igual a 100.000	Menor	Quejas y/o Reclamos	Nacional y baja importancia	N	N	L	M	M
	1	Lesión Leve de trabajadores (Primeros Auxilios)	Menor a 10.000	Leve	Incumplimiento de Especificaciones y solucionado	Local y baja importancia	N	N	N	L	L
	0	Sin Lesión	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	N	N	N	N	N

Nota. Obtenido de (Oscar Arenas Mantilla, 2021)

Para el análisis what if solo se evaluará la categoría de safety. También, para este ejercicio académico, se empleará el software OPEN PHA que es de uso libre para la generación de análisis de riesgos y se puede adaptar a cualquier matriz de riesgo que se decida trabajar, así mismo, al ser un software libre, tiene sus limitaciones por lo que se adaptó el PHA WORKSHEET a la metodología what if, por lo anterior, los ítems que el reporte genera por defecto y que no hacen parte de la plantilla what if deberán ser omitidos por el lector, este también es un software que solo se puede trabajar en inglés.

Se tendrá en cuenta la siguiente lista de verificación:

Tabla 21

Lista de verificación análisis “What if?”.

DESCRIPCIÓN	COMENTARIOS
1. Evaluación de viabilidad y riesgos	Realizar un estudio de viabilidad técnica
2. Evaluación de viabilidad y riesgos	Realizar una evaluación de riesgos (por ejemplo, (what if, HAZID, HAZOP)
3. Evaluación de viabilidad y riesgos	Evaluar requisitos regulatorios y de permisos
4. Compatibilidad de materiales	Evaluar riesgo de fragilización por hidrógeno en materiales de tubería
5. Compatibilidad de materiales	Probar soldaduras, sellos y juntas para compatibilidad con hidrógeno
6. Compatibilidad de materiales	Reemplazar o actualizar materiales incompatibles (por ejemplo, acero al carbono, elastómeros)
7. Evaluación de integridad de la tubería	Realizar inspección interna (ILI) para detectar grietas, corrosión y defectos
8. Evaluación de integridad de la tubería	Realizar pruebas de presión (hidrostática o neumática)
9. Evaluación de integridad de la tubería	Evaluar recubrimientos y sistemas de protección catódica

10. Modificaciones de diseño e ingeniería	Recalcular parámetros de presión y flujo para hidrógeno
11. Modificaciones de diseño e ingeniería	Modificar o reemplazar compresores, válvulas y medidores para servicio con hidrógeno
12. Modificaciones de diseño e ingeniería	Asegurar que los sistemas de venteo y purga sean adecuados para hidrógeno
13. Sistemas de seguridad y monitoreo	Instalar o actualizar sistemas de detección de fugas de hidrógeno
14. Sistemas de seguridad y monitoreo	Actualizar sistemas de detección de incendios y gases, y de parada de emergencia
15. Sistemas de seguridad y monitoreo	Revisar y actualizar procedimientos de seguridad y capacitación
16. Ajustes operativos	Desarrollar planes de puesta en marcha y retiro
17. Ajustes operativos	Capacitar al personal sobre riesgos y manejo específicos del hidrógeno
18. Ajustes operativos	Establecer cronogramas de monitoreo y mantenimiento
19. Documentación y cumplimiento	Actualizar P&ID, manuales operativos y registros de mantenimiento
20. Documentación y cumplimiento	Asegurar cumplimiento con normas industriales (por ejemplo, ASME B31.12, ISO 14687)
21. Documentación y cumplimiento	Coordinar con organismos reguladores y partes interesadas
22. Documentación y cumplimiento	Coordinar con organismos reguladores y partes interesadas

Nota. Aspectos a tener en cuenta en la lluvia de ideas correspondiente al desarrollo del “what if?”

La lista de verificación tiene como objetivo garantizar que todos los elementos críticos asociados con el concepto, diseño, construcción, operación, mantenimiento y/o la administración de cualquier actividad o proceso sean considerados en el análisis. Aunque

algunos puntos no se incluyan en el what if, su presencia en la lista confirma que fueron revisados y descartados conscientemente por no ser pertinentes.

5.8. Estrategias de mitigación de fugas y degradación de materiales.

5.8.1. *Esquema de estrategias de mitigación de riesgos.*

Se realizó el análisis What-If para el segmento de tubería, para ver los resultados remitirse al Anexo III.

6. CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA ADAPTACIÓN DE GASODUCTOS

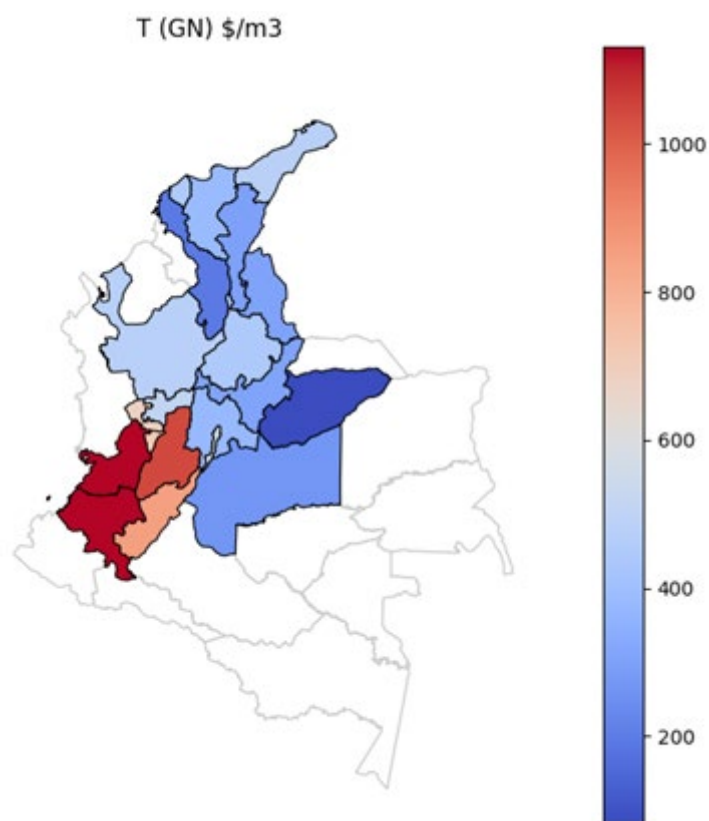
Uno de los principales desafíos en la transición energética radica en la reticencia de muchas empresas a invertir, debido a la incertidumbre sobre el retorno de la inversión en etapas tempranas del proyecto. Por esta razón, resulta fundamental realizar un análisis detallado de capital y operación, especialmente considerando que el presente trabajo parte del supuesto de que el gasoducto ya ha sido construido, lo cual mitiga significativamente los costos de inversión iniciales.

El análisis que se presenta a continuación proyecta los estados financieros para los próximos 10 años, bajo el escenario en que el gasoducto existente sea destinado al transporte de hidrógeno natural. Dado el carácter confidencial de la información financiera y la variabilidad inherente de los costos asociados, las proyecciones se basan en diversos supuestos. No obstante, como el propósito principal es evaluar la rentabilidad y el Valor Presente Neto (VPN) de las cuatro alternativas consideradas, dichos supuestos permanecerán constantes durante el ejercicio, sin impactar comparativamente los resultados.

Según el Boletín Tarifario de Gas Combustible por Redes de Tubería correspondiente al IV Trimestre, el departamento del Atlántico presenta costos de transporte promedio. Esto se explica por su reducida variación topográfica, lo cual contribuye a menores costos operativos (OPEX). Sin embargo, su cercanía al mar impone la necesidad de inversiones adicionales en materiales y programas de mantenimiento orientados a minimizar los efectos de la corrosión.

Figura 17

Estructura tarifaria de transporte de Gas Natural

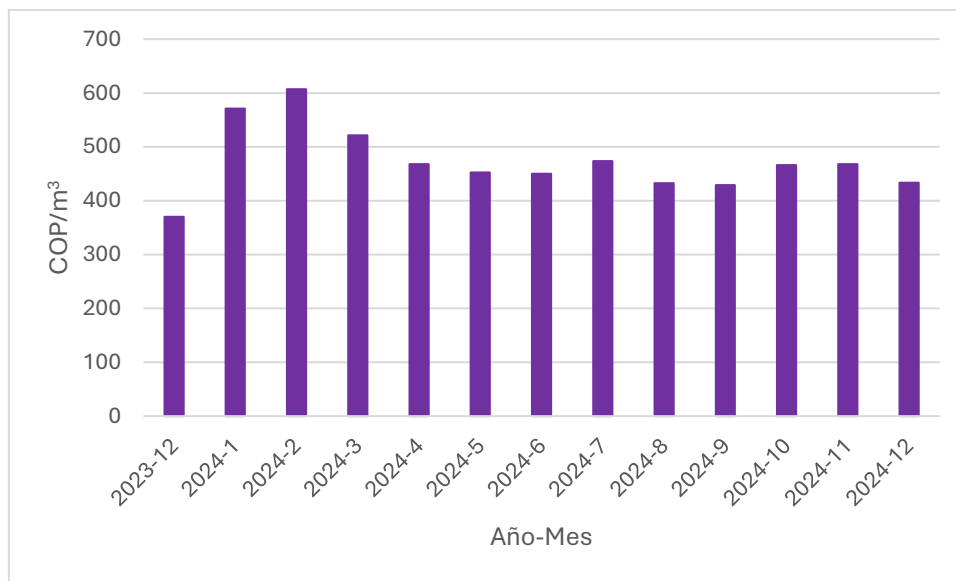


Nota. Mapa obtenido de (Boletín Tarifario Gas Combustible Por Redes de tubería IV Trimestre 2024, n.d.)

De acuerdo con la misma fuente, se tiene la información de los costos de transporte fijo por m³ de gas natural en la zona. El comportamiento de estos costos se puede ver en el siguiente gráfico:

Figura 18

Componentes tarifarios promedio ponderado mensual del transporte nacional de Gas Natural



Nota. Esta información se utilizará como base teniendo en cuenta que la información del año 2025 aún no está completa.

Dado que no se dispone de información específica sobre los costos de transporte de gas natural en el departamento del Atlántico, y considerando que, según la Figura 18, dichos costos se encuentran cercanos al promedio nacional, se adoptarán estos valores como referencia para el análisis financiero del proyecto.

Para aproximarse al comportamiento actual del mercado, se analizaron los datos correspondientes al primer trimestre de 2025, lo cual permite establecer una base representativa para el ejercicio económico que se presenta a continuación:

Tabla 22

Componentes tarifarios promedio de los 3 primeros meses del 2025

Mes	COP /m ³	Variación respecto al año anterior
Enero 2025	677	+18.54%
Febrero 2025	578	-4.79%
Marzo 2025	568	+8.92%

Nota: La variación fue calculada comparando el valor del mes en la tabla con los valores del mismo mes, pero del año anterior cuya información se encuentra en la Figura 18.

Se proyecta una variación anual promedio de +7.56 % en el costo del gas natural, influenciada por diversos factores como la oferta de transporte, el contexto socio-político del país y otras condiciones del mercado.

Para efectos de este análisis, el costo total del mes anterior se estima con base en el promedio registrado durante el año 2024.

$$CTT_{m-1} = 481 \text{ COP}/m^3$$

Para el cálculo del volumen transportado, se considerará que el gasoducto opera a una capacidad de 45 MMSCFD, según lo definido en la simulación. No obstante, se estimará un régimen operativo de 19 horas diarias al mes, tomando en cuenta factores como bajos picos de demanda, periodos de mantenimiento y otros condicionantes operativos. Por lo tanto:

$$\begin{aligned} VI_{m-1} &= 45'000,000 \frac{\text{Std } ft^3}{\text{día}} * \frac{30 \text{ día}}{19 \text{ horas}} * \frac{1000 \text{ m}^3}{35314.7 \text{ ft}^3} * 12 \text{ meses} \\ &= 24'143,815 \text{ Std } m^3 \end{aligned}$$

6.1. Ingresos operacionales

Una vez determinados tanto el costo de transporte, incluyendo la variación anual estimada, como el volumen de gas a considerar, es posible calcular los ingresos operacionales a partir de la siguiente fórmula:

$$CTT_{M1} \left[\frac{\text{COP}}{m^3} \right] * VT_{M1} \left[\frac{\text{Std } ft^3}{\text{día}} * \frac{30 \text{ días}}{19 \text{ horas}} * \frac{1000 \text{ m}^3}{35314.7 \text{ ft}^3} \right] * 12 \text{ meses}$$

La fórmula entra a considerar que se deben tener en cuenta los ingresos por un año.

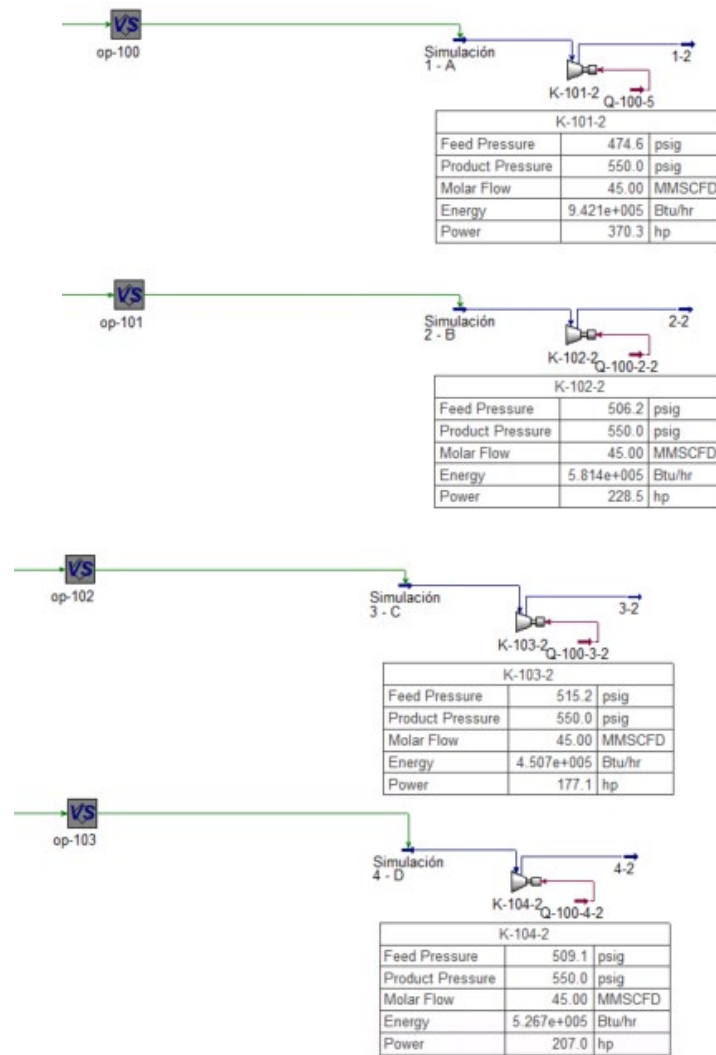
6.2. Costos de producción

6.2.1. Costos de bombeo

Con los escenarios simulados, se determinó la potencia requerida para elevar la presión desde el valor final hasta el valor inicial. Para ello se consideraron las condiciones en las que se requería la mayor potencia debido a la mayor caída de presión y que, en este caso es, a la temperatura mínima, presión mínima y flujo máximo como se pudo observar en el capítulo 4. A continuación, se presenta la simulación realizada en Aspen HYSYS V14, donde se muestra la potencia necesaria en cada escenario para mantener la presión en el tramo de línea analizado.

Figura 19

Resultados sobre la potencia necesaria para mantener presión en el gasoducto



Nota. Las caídas de presión adicionales deben tenerse en cuenta a la hora de estipular la presión de descarga de los compresores que impulsan el gas transportado.

Para calcular el costo de bombeo, se utilizaron las tarifas publicadas por la empresa Air-e (06-Tarifas-Air-e-Junio-2025.Pdf, n.d.), que suministra el servicio de energía eléctrica en el departamento del Atlántico.

Tabla 23

Conceptos considerados para el cálculo del costo de la energía.

Concepto	Valor (\$/kWh)
Generación	415,39

Transmisión (STN)	54,69
Distribución (STR + SDL)	100,1
Restricciones	32,27
Comercialización	74,52
Costo Unitario (CU Mes)	153,61
Adicional	1112,52
Total	1266

Nota: la tarifa adicional se calculó bajo el supuesto de que el terreno es propiedad de la empresa operadora de la línea, que se trabaja con tensión de nivel 3, y que el consumo promedio se distribuye equitativamente entre horas de alta y baja demanda.

Con la información sobre los costos de energía y la potencia requerida, es posible calcular el costo operativo asociado al mantenimiento de la presión en la línea.

Dado que el valor de la energía se incrementa conforme al IPC y a los costos operativos de la empresa proveedora, se asumirá un aumento anual del 11%.

6.2.2. Otros costos operativos

El mantenimiento preventivo y correctivo está contemplado dentro de los presupuestos anuales. Para efectos de este ejercicio, se asumirá que dicho rubro corresponde al 1 % de los ingresos operacionales proyectados para cada año.

Adicionalmente, se incluyen los costos asociados a personal especializado. Para el primer año, se estima una inversión de COP 8'000,000, la cual se incrementará anualmente a una tasa del 11 %.

Estos tres componentes serán sumados para determinar el total de los gastos operacionales del proyecto.

6.3. Gastos generales y de administración.

Dado que la empresa cuenta con un equipo capacitado para atender múltiples líneas y no se requiere contratar personal adicional para un tramo de reducida extensión, se asumirá un costo de COP 50'000,000 para el primer año. Este monto incluye gastos asociados a servicios públicos de oficina, arrendamiento, seguros, mantenimiento de equipos y vehículos, viáticos, papelería, contribuciones, afiliaciones, depreciación de activos de oficina, entre otros (Cuenta 51 Operacionales de Administración, n.d.).

6.4. Amortización y depreciación de la línea

Dado que el objetivo del proyecto es comparar el uso de una infraestructura existente, se asumirá que la línea en cuestión cuenta con 10 años de antigüedad desde su construcción. En consecuencia, se considera el costo inicial de la línea, al cual se le aplicará la depreciación correspondiente a los primeros 10 años de vida útil.

El valor inicial de la línea se ha determinado de la siguiente manera:

Tabla 24

Conceptos por considerar para el estimado del proyecto de la construcción del gasoducto.

Concepto	Cantidad / Unidad	Costo unitario estimado	Subtotal (COP)
Tubería acero al carbono	1,530 m	\$200,000 COP/m	\$306'000,000
Válvulas de bola (8")	2 unidades	\$3'500,000 COP c/u	\$7'000,000

Accesorios y conexiones	Estimado por longitud	\$30,000 COP/m	\$45'900,000
Protección anticorrosiva	Recubrimiento externo	\$25,000 COP/m	\$38'250,000
Obra civil básica	Zanja, relleno, señalización	\$40,000 COP/m	\$61'200,000
Mano de obra e instalación	Soldadura, montaje	\$50,000 COP/m	\$76'500,000
Supervisión técnica y pruebas	Inspección, pruebas hidrostáticas	\$10,000 COP/m	\$15'300,000
Total			\$550'150,000

Nota. Esta información es supuestos y estimados considerando la experiencia práctica de lo que se ha visto en la industria.

Para efectos del cálculo de depreciación, se adoptó el método lineal y se consideró una vida útil de 40 años. Esta estimación se basa en información técnica suministrada por la empresa Mortdale, la cual indica que las tuberías alcanzan una vida útil estándar de 50 años, y que, con un mantenimiento adecuado, pueden extenderse hasta los 80 años (Services, 2024).

6.5. Inversión en el año 0 (CAPEX)

Todo proyecto requiere una fase inicial de preparación, la cual abarca actividades como ingeniería, gestión, auditorías y otras tareas preliminares. En este sentido, se contempla una inversión inicial por parte de la empresa en el desarrollo del gasoducto.

En el escenario 1, dicha inversión se estima en el 50 % del costo inicial del gasoducto. Para los escenarios restantes, se proyecta una inversión equivalente al 80 %, debido a las exigencias técnicas del transporte de hidrógeno natural, que requieren personal altamente especializado, así como recursos adicionales en capacitación y adquisición de materiales específicos.

6.6. OPEX

Observando las tablas involucradas en el Anexo II y tal como fue desglosado anteriormente. Se consideran gastos OPEX los costos de producción, tanto los costos de bombeo como los que se refieren a mantenimiento preventivos y correctivos. De igual manera, también se consideran los gastos generales y de administración. Para ver los valores que se tuvieron en cuenta en cada sección, referirse al Anexo II.

6.7. Análisis de rentabilidad de los 4 escenarios

Con la información recopilada, es posible elaborar los estados financieros correspondientes a cada uno de los escenarios planteados. Para una descripción detallada de la metodología empleada en los cálculos, se recomienda consultar el Anexo II, el cual contiene los estados financieros completos por escenario.

El cálculo de la Tasa interna de Retorno considera la siguiente ecuación:

$$TIR \rightarrow \sum_{T=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0, \text{ la TIR corresponde al despeje de } i$$

Siendo,

F_n : flujo de caja generados por la inversión en el periodo n

De igual forma, el VPN fue calculado teniendo en cuenta la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{T=1}^n \frac{F_n}{(1+k)^n} - I_0$$

Siendo,

F_n : flujo de caja generados por la inversión en el periodo n

k = tasa equivalente al costo de capital

I_0 : valor de la inversión inicial

En la siguiente tabla se presentan los valores de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y su variación relativa respecto al escenario 1, considerado como escenario base. Este escenario parte del supuesto de mantener el uso actual del gasoducto, sin destinarlo a una actividad alternativa.

Tabla 25

Resultados del VPN, TIR y comparación respecto al escenario 1.

Escenario	VPN	TIR	Variación	
			VPN	TIR
1	\$ 53,185,475,960	2292%	0%	0%
2	\$ 58,849,168,129	1565%	10.65%	31.70%
3	\$ 60,961,982,589	1613%	14.62%	29.64%
4	\$ 59,732,932,932	1585%	12.31%	30.84%

Nota. La variación del VPN y la TIR en el primer escenario es 0 porque este es el escenario con el que se están comparando los otros 3.

La principal variación entre los escenarios radica en la potencia requerida para mantener la caída de presión en la línea, comparada con el escenario natural, así como en la inversión necesaria para adaptar la infraestructura a las características de la nueva sustancia transportada. Esta diferencia de potencia tiene un impacto directo sobre la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN) de los escenarios evaluados.

En particular, se observa un aumento significativo del VPN en el escenario 2, esto se debe a que a pesar de que la inversión es mayor para este caso, hay unos ingresos operacionales mayores, esto significa que el dinero neto es mayor. Sin embargo, el hecho de que el VPN aumente y no la TIR, se puede interpretar como que el dinero neto aumenta como consecuencia de la mayor inversión más no necesariamente representa una mayor rentabilidad.

No obstante, aunque los escenarios 2, 3 y 4 presentan una TIR inferior respecto al escenario 1, considerado base por mantener el uso actual del gasoducto es relevante destacar que dichos escenarios contemplan el transporte de hidrógeno natural, el cual constituye una contribución sustancial a la transición energética.

Estas alternativas podrían posicionar estratégicamente a la empresa como referente en innovación y sostenibilidad, con alto potencial de crecimiento. Asimismo, favorecen la mejora del perfil ESG, y podrían facilitar el acceso a incentivos fiscales o esquemas de financiamiento verde, conforme a la normativa vigente en Colombia.

Adicionalmente, el uso de hidrógeno permite la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y promueve la diversificación del portafolio de transporte, lo que contribuye a mitigar riesgos regulatorios asociados al gas natural en el largo plazo. En consecuencia, la evaluación de rentabilidad debe complementarse con una visión estratégica y ambiental que integre los beneficios de sostenibilidad y competitividad futura.

7. CONCLUSIONES

Desde el punto de vista de eficiencia operativa, la caída de presión observada en el tramo analizado no representa una pérdida significativa, y puede ser compensada mediante el ajuste en la presión ejercida por el compresor.

Sin embargo, los valores de poder calorífico obtenidos se sitúan por debajo de lo exigido por el Reglamento Único de Transporte (RUT). Para garantizar la viabilidad del proyecto, se requerirá adaptar los quemadores de los dispositivos que usen hidrógeno natural, asegurando una configuración que permita una combustión completa.

Esta necesidad técnica implica considerar estándares de diseño específicos, ajustes en protocolos de seguridad y posiblemente, una estrategia de sensibilización para los usuarios finales. Recomendamos que estas condiciones sean evaluadas de forma integral en las etapas de planificación e implementación.

Desde una perspectiva económica, el proyecto de transporte de hidrógeno natural arroja indicadores positivos, incluyendo un Valor Presente Neto (VPN) favorable, lo que respalda su viabilidad financiera. No obstante, el análisis del costo de oportunidad revela que, en términos comparativos de rentabilidad, resulta más eficiente continuar utilizando el gasoducto para el transporte de gas natural.

Ante esta disyuntiva, se recomienda realizar un estudio económico más profundo que integre los impactos de los incentivos gubernamentales destinados a promover el hidrógeno natural como vector clave en la transición energética. Este análisis permitirá evaluar cómo estos estímulos podrían equilibrar la inversión inicial y mejorar los márgenes de rentabilidad, haciendo que el proyecto de hidrógeno natural se convierta en una alternativa competitiva frente al uso tradicional de gas natural.

No es técnicamente viable el uso del hidrógeno natural en los quemadores de gas que actualmente existen en Colombia, esto porque no cumplen por lo establecido en el RUT para el poder calorífico bruto. Es necesario evaluar el impacto económico y social que conlleva la adaptación de los quemadores o la posible mezcla con gas natural.

Es técnicamente viable adaptar los gasoductos existentes de gas natural para el transporte de hidrógeno natural. Esta adaptación puede iniciarse mediante mezclas con porcentajes bajos de hidrógeno, que podrían incrementarse gradualmente en el tiempo. Este enfoque representa una transición conservadora que permite evaluar la integridad de los sistemas, minimizar riesgos operacionales y facilitar el aprendizaje progresivo.

Los materiales con los que están contruidos muchos de los gasoductos actuales son compatibles con el transporte de hidrógeno, según lo establecido en la norma ASME B31.12. Sin embargo, esta compatibilidad está condicionada a operar bajo presiones y temperaturas controladas, lo que exige sistemas de monitoreo altamente precisos y confiables. Además, deben establecerse protocolos de seguridad claros y específicos para actuar ante cualquier evento inesperado.

El hidrógeno natural representa una alternativa energética limpia y prometedora, pero también conlleva riesgos inherentes debido a sus propiedades fisicoquímicas. Por ello, es fundamental que todos los actores involucrados (desde operadores hasta usuarios finales), estén plenamente informados sobre las características del hidrógeno y las medidas de seguridad necesarias para su manipulación. Esto incluye hogares, medios de transporte, industrias y cualquier entorno donde este combustible forme parte de la vida cotidiana.

La transición hacia el uso del hidrógeno natural tendrá un impacto significativo y, como todo cambio tecnológico, generará lecciones aprendidas a lo largo del tiempo. No obstante, es esencial que el diseño de los sistemas sea inherentemente seguro, de modo

que esas lecciones no surjan como consecuencia de incidentes graves. La prevención, la formación y el diseño robusto deben ser pilares fundamentales para garantizar una implementación exitosa y segura.

8. RECOMENDACIONES

Dado el carácter innovador del proyecto, los valores incluidos en los estados financieros, tales como los costos de inversión y mantenimiento, representan estimaciones preliminares sujetas a ajustes. Para garantizar precisión en la planeación económica, es fundamental validar estos supuestos con información actualizada de proveedores especializados en infraestructura para hidrógeno. Este proceso permitirá definir criterios técnicos y económicos confiables, fomentar posibles alianzas estratégicas, y asegurar que los costos reflejen las condiciones reales del mercado, fortaleciendo así la viabilidad integral del proyecto.

Se propone el estudio de aleaciones de acero enriquecidas con microaleantes que ofrezcan una mayor resistencia a la fragilización por hidrógeno alineadas a las normas ASME B31.12, ISO 14687. Estas aleaciones podrían incorporarse en los proyectos actuales contemplados en la hoja de ruta de expansión y mejora de gasoductos, permitiendo que la infraestructura se adapte progresivamente al transporte de hidrógeno natural. Esta estrategia permitiría aprovechar las inversiones ya planificadas, optimizando recursos y avanzando simultáneamente en dos frentes: modernización de la red y preparación para la transición energética.

Paralelamente, se sugiere analizar el comportamiento de materiales compuestos, como polímeros reforzados o recubrimientos cerámicos, mediante herramientas de simulación, que podrían ofrecer ventajas frente a la permeabilidad y corrosión inducida por el hidrógeno. Estos materiales podrían complementar o incluso sustituir componentes metálicos en zonas críticas, mejorando la seguridad y durabilidad de la red.

Respecto a seguridad de procesos, es importante también ahondar en el desarrollo de sensores capaces de detectar concentraciones muy bajas de hidrógeno en el subsuelo, considerando su alta difusividad y naturaleza incolora e inodora.

La detección temprana es clave para prevenir acumulaciones peligrosas y fugas no controladas esto puede ser un campo de estudio de tecnologías avanzadas como sensores de alta precisión y resistencia a condiciones extremas con monitoreo continuo y remoto que permita la recolección de datos en tiempo real, además, integrar estos sensores en modelos predictivos de riesgo geotécnico y operacional,

Con los pozos de hidrógeno natural descubiertos actualmente en Colombia se pueden realizar pruebas piloto para validar el desempeño de los sensores en condiciones reales de composición del terreno, humedad entre otras.

9. REFERENCIAS

- 06-Tarifas-air-e-junio-2025.pdf*. (n.d.). Retrieved 8 August 2025, from <https://www.air-e.com/tarifas-2025/06-Tarifas-air-e-junio-2025.pdf>
- 25.4 Embrittlement—Knovel*. (n.d.). Retrieved 23 October 2024, from https://app-knovel-com.bibliotecavirtual.uis.edu.co/web/view/khtml/show.v/rcid:kpRTCEE013/cid:kt011FNJI9/viewerType:khtml/root_slug:rules-thumb-chemical/url_slug:metallurgy?&b-toc-cid=kpRTCEE013&b-toc-root-slug=rules-thumb-chemical&b-toc-title=Rules%20of%20Thumb%20for%20Chemical%20Engineers%20%286th%20Edition%29&b-toc-url-slug=safety&kpromoter=federation&view=collapsed&zoom=1&page=4&q=Ignition
- Abbas, A. J., Hassani, H., Burby, M., & John, I. J. (2021). An Investigation into the Volumetric Flow Rate Requirement of Hydrogen Transportation in Existing Natural Gas Pipelines and Its Safety Implications. *Gases*, *1*(4), Article 4. <https://doi.org/10.3390/gases1040013>
- Alejandro—Resolución 50 de 2018 CREG*. (n.d.). Retrieved 8 August 2025, from https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm
- ASME B31.12—Hydrogen Piping and Pipelines—Engineering Workbench*. (n.d.). Retrieved 6 August 2025, from <https://ewb.ihs.com/#!/document/DNAJEIAAAAAAAAAA?sr=qt-1-8&kbid=4,5%7C20027&docid=945871834#h2a984ec9>
- Blay-Roger, R., Bach, W., Bobadilla, L. F., Reina, T. R., Odriozola, J. A., Amils, R., & Blay, V. (2024). Natural hydrogen in the energy transition: Fundamentals,

- promise, and enigmas. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 189, 113888-. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113888>
- Boletín Electrónico de Operaciones—TGI | Mapa del Sistema de Transporte*. (n.d.). Retrieved 21 July 2025, from <https://dti.tgi.com.co/Other/MapaGas#gsc.tab=0>
- Boletín Electrónico de Operaciones—TGI | Presiones Operacionales*. (n.d.). Retrieved 21 July 2025, from <https://dti.tgi.com.co/Blog/PresionesOperacionales#gsc.tab=0>
- Boletín Tarifario Gas Combustible por Redes de Tubería IV Trimestre 2024*. (n.d.). Retrieved 8 August 2025, from <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-Tarifario-Gas-Combustible-por-Redes-de-Tuberia-IV-Trimestre-2024.pdf>
- Bouledroua, O., Zelmati, D., Hafsi, Z., & Djukic, M. B. (2024). Hydrogen embrittlement effects on remaining life and fatigue crack growth rate in API 5L X52 steel pipelines under cyclic pressure loading. *Engineering Failure Analysis*, 166, 108917. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2024.108917>
- Cuadrado, J. M. B. (n.d.). *Simulación Molecular de la Adsorción de Metano en Lutita utilizando el Método Monte Carlo*.
- Cuenta 51 Operacionales de administración*. (n.d.). Retrieved 8 August 2025, from <https://puc.com.co/51>
- Dwivedi, S. K., & Vishwakarma, M. (2018). Hydrogen embrittlement in different materials: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(46), 21603–21616. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.201>
- Eric C Gaucher, Isabelle Moretti, Nicolas Pélissier, Glen Burridge, & Nicolas Gonthier. (2023). The place of natural hydrogen in the energy transition: A position paper. *European Geologist*, 55, 5–9. <https://doi.org/10.5281/zenodo.8108239>
- Gobierno Nacional confirma hallazgo de hidrógeno natural en el subsuelo colombiano*. (n.d.). Minenergía. Retrieved 8 August 2025, from

- <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-nacional-confirma-hallazgo-de-hidrogeno-natural-en-el-subsuelo-colombiano/>
Hidrógeno blanco: El proyecto de Helios Aragón en España. (2024, September 6).
- <https://laenergiadelfuturo.com/energias-renovables/hidrogeno-blanco-espana/>
Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia. (n.d.). Retrieved 6 August 2025, from <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-hidrogeno/>
- Lévy, D., Boka-Mene, M., Meshi, A., Fejza, I., Guermont, T., Hauville, B., & Pelissier, N. (2023). Looking for natural hydrogen in Albania and Kosova. *Frontiers in Earth Science (Lausanne)*, 11. <https://doi.org/10.3389/feart.2023.1167634>
- Li, X., Jia, G., Yang, H., Chen, L., & Liu, G. (2025). Research on Mechanism of Methanol–Hydrogen Co-Transport Inhibiting Hydrogen Embrittlement in Pipeline Steel. *Metals*, 15(4). <https://doi.org/10.3390/met15040429>
- Mapa Sistema Transporte.* (n.d.). Retrieved 27 April 2025, from https://beo.tgi.com.co/sites#Mapa_Sistema-Transporte
- Muhammed, N. S., Gbadamosi, A. O., Epelle, E. I., Abdurashed, A. A., Haq, B., Patil, S., Al-Shehri, D., & Kamal, M. S. (2023). Hydrogen production, transportation, utilization, and storage: Recent advances towards sustainable energy. *Journal of Energy Storage*, 73, 109207-. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109207>
- Oscar Arenas Mantilla (Director). (2021, March 11). *Matriz de Riesgos—Estándar general de Ecopetrol* [Video recording]. <https://www.youtube.com/watch?v=xyN-Nhl6AIs>
- Páginas—Mapa del Gasoducto.* (n.d.). Retrieved 8 August 2025, from <https://www.transmetano.co:443/Beo/Paginas/ProcedimientosOperacionales/Mapa-del-gasoducto.aspx>
- Redes De Oleoductos Y Gasoductos De Colombia.* (n.d.). Retrieved 25 July 2025, from <https://idoc.pub/documents/redes-de-oleoductos-y-gasoductos-de-colombia-9n0kg63jpx4v>

Rutgas. (n.d.). Retrieved 20 July 2025, from <https://rutgas.bmcbec.com.co/#/agm-maps>

Services, M. P. (2024, February 7). *What's The Lifespan Of A Gas Pipeline? - Mortdale Plumbing Services*. Mortdale Plumbing Services.

<https://mortdaleplumbingservices.com.au/blog/what-s-the-lifespan-of-a-gas-pipeline>

Tasleem, S., & Alsharaeh, E. H. (2025). Role of green, yellow, blue, white and gold hydrogen in fuelling the path to net zero and sustainable future- A review.

Energy Conversion and Management, 326, 119500-.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119500>

Thawani, B., Hazael, R., & Critchley, R. (2023). Assessing the pressure losses during hydrogen transport in the current natural gas infrastructure using numerical

modelling. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(88), 34463–34475.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.208>

Tian, Q., Yao, S., Shao, M., Zhang, W., & Wang, H. (2022). Origin, discovery, exploration and development status and prospect of global natural hydrogen under the background of “carbon neutrality”. *China Geology*, 5(4), 722–733.

<https://doi.org/10.31035/cg2022046>

Wang, L., Jin, Z., Chen, X., Su, Y., & Huang, X. (2023). The Origin and Occurrence of Natural Hydrogen. *Energies (Basel)*, 16(5), 2400-.

<https://doi.org/10.3390/en16052400>

10. ANEXO I

10.1. Unidades

Unidad	Significado
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estándar al día
°F	Grados Fahrenheit
s	Segundos
Vol pct	Porcentaje volumétrico
Btu	British Thermal Unit
ft	Pies
ppmv	Partes Por Millón volumétrico
psig	Pounds squared per inch gauge
in	Pulgadas

10.2. Abreviaciones

Abreviatura	Significado
RUT	Reglamento Único de Transporte

ANH

Agencia Nacional

de Hidrocarburos

PHA

Análisis

Preliminar de Riesgos

(Preliminary Hazard

Analysis)

11. ANEXO II

11.1. Escenario 1

11.1.1. Estado de resultados

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos operacionales	\$ 12,491,934,051	\$ 13,436,324,265	\$ 14,452,110,379	\$ 15,544,689,924	\$ 16,719,868,482	\$ 17,983,890,539	\$ 19,343,472,664	\$ 20,805,839,198	\$ 22,378,760,641	\$ 24,070,594,945
Costos de producción	\$ 2,392,362,247	\$ 2,655,522,095	\$ 2,947,629,525	\$ 3,271,868,773	\$ 3,631,774,338	\$ 4,031,269,515	\$ 4,474,709,162	\$ 4,966,927,169	\$ 5,513,289,158	\$ 6,119,750,966
Utilidad Bruta	\$ 10,099,571,803	\$ 10,780,802,170	\$ 11,504,480,854	\$ 12,272,821,151	\$ 13,088,094,144	\$ 13,952,621,024	\$ 14,868,763,503	\$ 15,838,912,028	\$ 16,865,471,483	\$ 17,950,843,980
(%) Margen bruto	81%	80%	80%	79%	78%	78%	77%	76%	75%	75%
Gastos generales y de administración	\$ 50,000,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000
Depreciación y amortizaciones	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
Utilidad Operacional	\$ 10,035,818,053	\$ 10,711,548,420	\$ 11,435,227,104	\$ 12,203,567,401	\$ 13,018,840,394	\$ 13,883,367,274	\$ 14,799,509,753	\$ 15,769,658,278	\$ 16,796,217,733	\$ 17,881,590,230
(%) Margen Operativo	80%	80%	79%	79%	78%	77%	77%	76%	75%	74%
Utilidad Antes de Impuestos	\$ 10,035,818,053	\$ 10,711,548,420	\$ 11,435,227,104	\$ 12,203,567,401	\$ 13,018,840,394	\$ 13,883,367,274	\$ 14,799,509,753	\$ 15,769,658,278	\$ 16,796,217,733	\$ 17,881,590,230
Provisión de impuestos (20%)	\$ 3,763,431,770	\$ 4,016,830,658	\$ 4,288,210,164	\$ 4,576,337,775	\$ 4,882,065,148	\$ 5,206,262,728	\$ 5,549,816,157	\$ 5,913,621,854	\$ 6,298,581,650	\$ 6,705,596,336
Utilidad Neta	\$ 6,272,386,283	\$ 6,694,717,763	\$ 7,147,016,940	\$ 7,627,229,626	\$ 8,136,775,246	\$ 8,677,104,547	\$ 9,249,693,595	\$ 9,856,036,424	\$ 10,497,636,083	\$ 11,175,993,894
(%) Margen de Utilidad Neta	50%	50%	49%	49%	49%	48%	48%	47%	47%	46%

11.1.2. Flujo de efectivo

Flujo de caja	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos	\$ -	\$ 12,491,934,051	\$ 13,436,324,265	\$ 14,452,110,379	\$ 15,544,689,924	\$ 16,719,868,482	\$ 17,983,890,539	\$ 19,343,472,664	\$ 20,805,839,198	\$ 22,378,760,641	\$ 24,070,594,945
Costos producción	\$ -	\$ 2,392,362,247	\$ 2,655,522,095	\$ 2,947,629,525	\$ 3,271,868,773	\$ 3,631,774,338	\$ 4,031,269,515	\$ 4,474,709,162	\$ 4,966,927,169	\$ 5,513,289,158	\$ 6,119,750,966
Gastos adm	\$ -	\$ 50,000,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000
Depreciación y amort. difer.	\$ -	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
Utilidad antes de impuestos	\$ -	\$ 10,035,818,053	\$ 10,711,548,420	\$ 11,435,227,104	\$ 12,203,567,401	\$ 13,018,840,394	\$ 13,883,367,274	\$ 14,799,509,753	\$ 15,769,658,278	\$ 16,796,217,733	\$ 17,881,590,230
Impuesto (%)	\$ -	\$ 3,763,431,770	\$ 4,016,830,658	\$ 4,288,210,164	\$ 4,576,337,775	\$ 4,882,065,148	\$ 5,206,262,728	\$ 5,549,816,157	\$ 5,913,621,854	\$ 6,298,581,650	\$ 6,705,596,336
Utilidad después de impuestos	\$ -	\$ 6,272,386,283	\$ 6,694,717,763	\$ 7,147,016,940	\$ 7,627,229,626	\$ 8,136,775,246	\$ 8,677,104,547	\$ 9,249,693,595	\$ 9,856,036,424	\$ 10,497,636,083	\$ 11,175,993,894
(+) Depreciación y amort. difer.	\$ -	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
Amort. Credito	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
INVERSIONES											
Inversión fija	-\$ 275,075,000										
Flujo de caja neto	-\$ 275,075,000	\$ 6,286,140,033	\$ 6,708,471,513	\$ 7,160,770,690	\$ 7,640,983,376	\$ 8,150,528,996	\$ 8,690,858,297	\$ 9,263,447,345	\$ 9,869,790,174	\$ 10,511,389,833	\$ 11,189,747,644

11.2. Escenario 2

11.2.1. Estado de resultados

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos operacionales	\$ 12,491,934,051	\$ 13,436,324,265	\$ 14,452,110,379	\$ 15,544,689,924	\$ 16,719,868,482	\$ 17,983,890,539	\$ 19,343,472,664	\$ 20,805,839,198	\$ 22,378,760,641	\$ 24,070,594,945
Costos de producción	\$ 1,476,248,376	\$ 1,638,635,697	\$ 1,818,885,624	\$ 2,018,963,042	\$ 2,241,048,977	\$ 2,487,564,365	\$ 2,761,196,445	\$ 3,064,928,054	\$ 3,402,070,139	\$ 3,776,297,855
Utilidad Bruta	\$ 11,015,685,675	\$ 11,797,688,568	\$ 12,633,224,756	\$ 13,525,726,882	\$ 14,478,819,505	\$ 15,496,326,175	\$ 16,582,276,220	\$ 17,740,911,144	\$ 18,976,690,502	\$ 20,294,297,091
(%) Margen bruto	88%	88%	87%	87%	87%	86%	86%	85%	85%	84%
Gastos generales y de administración	\$ 50,000,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000
Depreciación y amortizaciones	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
Utilidad Operacional	\$ 10,951,931,925	\$ 11,728,434,818	\$ 12,563,971,006	\$ 13,456,473,132	\$ 14,409,565,755	\$ 15,427,072,425	\$ 16,513,022,470	\$ 17,671,657,394	\$ 18,907,436,752	\$ 20,225,043,341
(%) Margen Operativo	88%	87%	87%	87%	86%	86%	85%	85%	84%	84%
Utilidad Antes de Impuestos	\$ 10,951,931,925	\$ 11,728,434,818	\$ 12,563,971,006	\$ 13,456,473,132	\$ 14,409,565,755	\$ 15,427,072,425	\$ 16,513,022,470	\$ 17,671,657,394	\$ 18,907,436,752	\$ 20,225,043,341
Provisión de impuestos (20%)	\$ 4,106,974,472	\$ 4,398,163,057	\$ 4,711,489,127	\$ 5,046,177,424	\$ 5,403,587,158	\$ 5,785,152,159	\$ 6,192,383,426	\$ 6,626,871,523	\$ 7,090,288,782	\$ 7,584,391,253
Utilidad Neta	\$ 6,844,957,453	\$ 7,330,271,761	\$ 7,852,481,878	\$ 8,410,295,707	\$ 9,005,978,597	\$ 9,641,920,266	\$ 10,320,639,044	\$ 11,044,785,871	\$ 11,817,147,970	\$ 12,640,652,088
(%) Margen de Utilidad Neta	55%	55%	54%	54%	54%	54%	53%	53%	53%	53%

11.2.2. Flujo de efectivo

Flujo de caja	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos	\$ -	\$ 12,491,934,051	\$ 13,436,324,265	\$ 14,452,110,379	\$ 15,544,689,924	\$ 16,719,868,482	\$ 17,983,890,539	\$ 19,343,472,664	\$ 20,805,839,198	\$ 22,378,760,641	\$ 24,070,594,945
Costos producción	\$ -	\$ 1,476,248,376	\$ 1,638,635,697	\$ 1,818,885,624	\$ 2,018,963,042	\$ 2,241,048,977	\$ 2,487,564,365	\$ 2,761,196,445	\$ 3,064,928,054	\$ 3,402,070,139	\$ 3,776,297,855
Gastos adm	\$ -	\$ 50,000,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000
Depreciación y amort difer.	\$ -	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
Utilidad antes de impuestos	\$ -	\$ 10,951,931,925	\$ 11,728,434,818	\$ 12,563,971,006	\$ 13,456,473,132	\$ 14,409,565,755	\$ 15,427,072,425	\$ 16,513,022,470	\$ 17,671,657,394	\$ 18,907,436,752	\$ 20,225,043,341
Impuesto (%)	\$ -	\$ 4,106,974,472	\$ 4,398,163,057	\$ 4,711,489,127	\$ 5,046,177,424	\$ 5,403,587,158	\$ 5,785,152,159	\$ 6,192,383,426	\$ 6,626,871,523	\$ 7,090,288,782	\$ 7,584,391,253
Utilidad después de impuestos	\$ -	\$ 6,844,957,453	\$ 7,330,271,761	\$ 7,852,481,878	\$ 8,410,295,707	\$ 9,005,978,597	\$ 9,641,920,266	\$ 10,320,639,044	\$ 11,044,785,871	\$ 11,817,147,970	\$ 12,640,652,088
(+) Depreciación y amort difer.	\$ -	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
Amort. Credito	\$ -	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
INVERSIONES											
Inversión fija	-\$ 440,120,000										
Flujo de caja neto	-\$ 440,120,000	\$ 6,858,711,203	\$ 7,344,025,511	\$ 7,866,235,628	\$ 8,424,049,457	\$ 9,019,732,347	\$ 9,655,674,016	\$ 10,334,392,794	\$ 11,058,539,621	\$ 11,830,901,720	\$ 12,654,405,838

11.3. Escenario 3

11.3.1. Estado de resultados

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos operacionales	\$ 12,491,934,051	\$ 13,436,324,265	\$ 14,452,110,379	\$ 15,544,689,924	\$ 16,719,868,482	\$ 17,983,890,539	\$ 19,343,472,664	\$ 20,805,839,198	\$ 22,378,760,641	\$ 24,070,594,945
Costos de producción	\$ 1,144,173,249	\$ 1,270,032,306	\$ 1,409,735,860	\$ 1,564,806,804	\$ 1,736,935,553	\$ 1,927,998,464	\$ 2,140,078,295	\$ 2,375,486,907	\$ 2,636,790,467	\$ 2,926,837,418
Utilidad Bruta	\$ 11,347,760,802	\$ 12,166,291,959	\$ 13,042,374,519	\$ 13,979,883,120	\$ 14,982,932,929	\$ 16,055,892,076	\$ 17,203,394,370	\$ 18,430,352,291	\$ 19,741,970,174	\$ 21,143,757,527
(%) Margen bruto	91%	91%	90%	90%	90%	89%	89%	89%	88%	88%
Gastos generales y de administración	\$ 50,000,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000
Depreciación y amortizaciones	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
Utilidad Operacional	\$ 11,284,007,052	\$ 12,097,038,209	\$ 12,973,120,769	\$ 13,910,629,370	\$ 14,913,679,179	\$ 15,986,638,326	\$ 17,134,140,620	\$ 18,361,098,541	\$ 19,672,716,424	\$ 21,074,503,777
(%) Margen Operativo	90%	90%	90%	89%	89%	89%	89%	88%	88%	88%
Utilidad Antes de Impuestos	\$ 11,284,007,052	\$ 12,097,038,209	\$ 12,973,120,769	\$ 13,910,629,370	\$ 14,913,679,179	\$ 15,986,638,326	\$ 17,134,140,620	\$ 18,361,098,541	\$ 19,672,716,424	\$ 21,074,503,777
Provisión de impuestos (20%)	\$ 4,231,502,644	\$ 4,536,389,328	\$ 4,864,920,289	\$ 5,216,486,014	\$ 5,592,629,692	\$ 5,994,989,372	\$ 6,425,302,732	\$ 6,885,411,953	\$ 7,377,268,659	\$ 7,902,938,916
Utilidad Neta	\$ 7,052,504,407	\$ 7,560,648,880	\$ 8,108,200,481	\$ 8,694,143,356	\$ 9,321,049,487	\$ 9,991,648,954	\$ 10,708,837,887	\$ 11,475,686,588	\$ 12,295,447,765	\$ 13,171,564,861
(%) Margen de Utilidad Neta	56%	56%	56%	56%	56%	56%	55%	55%	55%	55%

11.3.2. Flujo de efectivo

Flujo de caja	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
resos	\$ -	\$ 12,491,934,051	\$ 13,436,324,265	\$ 14,452,110,379	\$ 15,544,689,924	\$ 16,719,868,482	\$ 17,983,890,539	\$ 19,343,472,664	\$ 20,805,839,198	\$ 22,378,760,641	\$ 24,070,594,945
stos producción	\$ -	\$ 1,144,173,249	\$ 1,270,032,306	\$ 1,409,735,860	\$ 1,564,806,804	\$ 1,736,935,553	\$ 1,927,998,464	\$ 2,140,078,295	\$ 2,375,486,907	\$ 2,636,790,467	\$ 2,926,837,418
stos adm	\$ -	\$ 50,000,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000
preciación y amort difer.	\$ -	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
lidad antes de impuestos	\$ -	\$ 11,284,007,052	\$ 12,097,038,209	\$ 12,973,120,769	\$ 13,910,629,370	\$ 14,913,679,179	\$ 15,986,638,326	\$ 17,134,140,620	\$ 18,361,098,541	\$ 19,672,716,424	\$ 21,074,503,777
uesto (%)	\$ -	\$ 4,231,502,644	\$ 4,536,389,328	\$ 4,864,920,289	\$ 5,216,486,014	\$ 5,592,629,692	\$ 5,994,989,372	\$ 6,425,302,732	\$ 6,885,411,953	\$ 7,377,268,659	\$ 7,902,938,916
lidad después de impuestos	\$ -	\$ 7,052,504,407	\$ 7,560,648,880	\$ 8,108,200,481	\$ 8,694,143,356	\$ 9,321,049,487	\$ 9,991,648,954	\$ 10,708,837,887	\$ 11,475,686,588	\$ 12,295,447,765	\$ 13,171,564,861
Depreciación y amort difer.	\$ -	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
ort. Credito	\$ -	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
ERSIONES											
ersión fija	-\$ 440,120,000										
Flujo de caja neto	-\$ 440,120,000	\$ 7,066,258,157	\$ 7,574,402,630	\$ 8,121,954,231	\$ 8,707,897,106	\$ 9,334,803,237	\$ 10,005,402,704	\$ 10,722,591,637	\$ 11,489,440,338	\$ 12,309,201,515	\$ 13,185,318,611

11.4. Escenario 4

11.4.1. Estado de resultados

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos operacionales	\$ 12,491,934,051	\$ 13,436,324,265	\$ 14,452,110,379	\$ 15,544,689,924	\$ 16,719,868,482	\$ 17,983,890,539	\$ 19,343,472,664	\$ 20,805,839,198	\$ 22,378,760,641	\$ 24,070,594,945
Costos de producción	\$ 1,337,345,356	\$ 1,484,453,345	\$ 1,647,743,213	\$ 1,828,994,966	\$ 2,030,184,412	\$ 2,253,504,698	\$ 2,501,390,215	\$ 2,776,543,138	\$ 3,081,962,883	\$ 3,420,978,801
Utilidad Bruta	\$ 11,154,588,695	\$ 11,951,870,920	\$ 12,804,367,167	\$ 13,715,694,958	\$ 14,689,684,070	\$ 15,730,385,842	\$ 16,842,082,450	\$ 18,029,296,059	\$ 19,296,797,758	\$ 20,649,616,145
(%) Margen bruto	89%	89%	89%	88%	88%	87%	87%	87%	86%	86%
Gastos generales y de administración	\$ 50,000,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000
Depreciación y amortizaciones	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
Utilidad Operacional	\$ 11,090,834,945	\$ 11,882,617,170	\$ 12,735,113,417	\$ 13,646,441,208	\$ 14,620,430,320	\$ 15,661,132,092	\$ 16,772,828,700	\$ 17,960,042,309	\$ 19,227,544,008	\$ 20,580,362,395
(%) Margen Operativo	89%	88%	88%	88%	87%	87%	87%	86%	86%	86%
Utilidad Antes de Impuestos	\$ 11,090,834,945	\$ 11,882,617,170	\$ 12,735,113,417	\$ 13,646,441,208	\$ 14,620,430,320	\$ 15,661,132,092	\$ 16,772,828,700	\$ 17,960,042,309	\$ 19,227,544,008	\$ 20,580,362,395
Provisión de impuestos (20%)	\$ 4,159,063,104	\$ 4,455,981,439	\$ 4,775,667,531	\$ 5,117,415,453	\$ 5,482,661,370	\$ 5,872,924,534	\$ 6,289,810,762	\$ 6,735,015,866	\$ 7,210,329,003	\$ 7,717,635,898
Utilidad Neta	\$ 6,931,771,841	\$ 7,426,635,731	\$ 7,959,445,885	\$ 8,529,025,755	\$ 9,137,768,950	\$ 9,788,207,557	\$ 10,483,017,937	\$ 11,225,026,443	\$ 12,017,215,005	\$ 12,862,726,497
(%) Margen de Utilidad Neta	55%	55%	55%	55%	55%	54%	54%	54%	54%	53%

11.4.2. Flujo de efectivo

Flujo de caja	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos	\$ -	\$ 12,491,934,051	\$ 13,436,324,265	\$ 14,452,110,379	\$ 15,544,689,924	\$ 16,719,868,482	\$ 17,983,890,539	\$ 19,343,472,664	\$ 20,805,839,198	\$ 22,378,760,641	\$ 24,070,594,945
Costos producción	\$ -	\$ 1,337,345,356	\$ 1,484,453,345	\$ 1,647,743,213	\$ 1,828,994,966	\$ 2,030,184,412	\$ 2,253,504,698	\$ 2,501,390,215	\$ 2,776,543,138	\$ 3,081,962,883	\$ 3,420,978,801
Gastos adm	\$ -	\$ 50,000,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000	\$ 55,500,000
Depreciación y amort. difer.	\$ -	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
Utilidad antes de impuestos	\$ -	\$ 11,090,834,945	\$ 11,882,617,170	\$ 12,735,113,417	\$ 13,646,441,208	\$ 14,620,430,320	\$ 15,661,132,092	\$ 16,772,828,700	\$ 17,960,042,309	\$ 19,227,544,008	\$ 20,580,362,395
Impuesto (%)	\$ -	\$ 4,159,063,104	\$ 4,455,981,439	\$ 4,775,667,531	\$ 5,117,415,453	\$ 5,482,661,370	\$ 5,872,924,534	\$ 6,289,810,762	\$ 6,735,015,866	\$ 7,210,329,003	\$ 7,717,635,898
Utilidad después de impuestos	\$ -	\$ 6,931,771,841	\$ 7,426,635,731	\$ 7,959,445,885	\$ 8,529,025,755	\$ 9,137,768,950	\$ 9,788,207,557	\$ 10,483,017,937	\$ 11,225,026,443	\$ 12,017,215,005	\$ 12,862,726,497
(+)Depreciación y amort. difer.	\$ -	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750	\$ 13,753,750
Amort. Credito	\$ -	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
INVERSIONES											
Inversión fija	-\$ 440,120,000										
Flujo de caja neto	-\$ 440,120,000	\$ 6,945,525,591	\$ 7,440,389,481	\$ 7,973,199,635	\$ 8,542,779,505	\$ 9,151,522,700	\$ 9,801,961,307	\$ 10,496,771,687	\$ 11,238,780,193	\$ 12,030,968,755	\$ 12,876,480,247

12. ANEXO III

Descripción del nodo	Intención	Límite	Condiciones de diseño	Condiciones operativas	Color	Sesión	Dibujo	Comentarios
1. Flujo de alimentación de gas	Ingreso de gas de alta presión para su distribución.			Temperatura: 108°F Presión: 648 psig Flujo molar: 45MMSCFD	Verde		Figura 9	
2. Sistema de transporte (Tubería)	Troncal de transporte de gas para su posterior venta.		DI: 7.98 Longitud: 1.53 Km Elevación: 8.6 m Flujo: 45MMSCFD Temperatura ambiente: 104 °F	Caída de presión: 28.9 psi Velocidad del gasoducto: 33.35 ft/s	Amarillo		Figura 9	
3. Corriente de salida de gas	Disposición final de gas a clientes.			Temperatura: 105.9 °F Presión: 6 11.7psig Flujo molar: 45MMSCFD	Rosado		Figura 9	

12.1. Nodo 1. Flujo de alimentación de gas

What if...?	Causes														
	Consequence	CAT	S Before Safeguards	L Before Safeguards	RR Before Safeguards	Consequences								PHA Comment	
						Safeguards	IPL	S	L	RR	PHA Recommendation	S After Recommendations	L After Recommendations		RR After Recommendations
1.1.1 ¿Qué pasaría si las condiciones de presión y temperatura en el nodo 1 son muy variables ?	1.1.1.1 Incremento de la susceptibilidad a la iniciación y propagación de grietas	S	5	E	VH	2 Control de presión	No	3	B	L	4 Controlar la presión y temperatura a la que es sometida la tubería a lo largo de el tramo,	3	B	L	
						3 Control de temperatura	No								
1.2.1 ¿Qué pasaría si la concentración de hidrógeno en el nodo 1 aumenta?	1.2.1.1 Aceleración del crecimiento de grietas por fatiga	S	5	E	VH	8 Análisis ultrasónico	No	3	C	M	1 Se debe implementar un método de detección de fugas de alta confiabilidad que asegure la integridad del proceso.	3	B	L	ASME B31.12 Pg 128
						9 Prueba con solución formadora de burbújas	No								
						10 Sensores de concentración de gas	Yes								
1.2.1.2 Disminución de la vida útil de la tubería	S	3	E	H	8 Análisis ultrasónico	No	3	B	L	6 Emplear metodos cromatográficos para el análisis de la calidad del gas en varios puntos del proceso.	3	B	L		
					9 Prueba con solución formadora de burbújas	No									
					10 Sensores de concentración de gas	Yes									
					11 Análisis calidad del gas	Yes									
1.3.1 ¿Qué pasaría si se ve afectada la viscosidad del fluido en el nodo1?	1.3.1.1 Incremento en las pérdidas de presión de la tubería	S	4	E	H	2 Control de presión	No	3	B	L					

12.2. Nodo 2. Sistema de transporte de gas (Tubería)

What if...?	Causas															
	Consequence	CAT	S Before Safeguards	L Before Safeguards	RR Before Safeguards	Consequences					PHA Recommendation	S After Recommendations	L After Recommendations	RR After Recommendations	PHA Comment	
						Safeguards	Safeguard	IPL	S	L						RR
2.1.1 ¿Qué pasaría si el material existente de la tubería no es compatible con hidrógeno blanco?	2.1.1.1 Aceleración del crecimiento de grietas por fatiga	S	5	E	VH	8 Análisis ultrasónico	No	3	C	M	1 Se debe implementar un método de detección de fugas de alta confiabilidad que asegure la integridad del proceso.	3	B	L	ASME B31.12 Pg 128	
						9 Prueba con solución formadora de burbújas	No									
						10 Sensores de concentración de gas	Yes									
	2.1.1.2 Disminución de la vida útil de la tubería	S	3	E	H	8 Análisis ultrasónico	No	3	B	L						
						9 Prueba con solución formadora de burbújas	No									
						10 Sensores de concentración de gas	Yes									
2.2.1 ¿Qué pasaría si la tubería sufre fragilización por hidrógeno?	2.2.1.1 Incremento de la susceptibilidad a la iniciación y propagación de grietas	S	5	E	VH	2 Control de presión	No	3	B	L	4 Controlar la presión y temperatura a la que es sometida la tubería a lo largo de el tramo, garantizando que	3	B	L		
						3 Control de temperatura	No									
	2.2.1.2 El acero puede fallar de forma súbita y frágil, incluso en	E	5	E	VH	2 Control de presión	No	3	B	L						
						3 Control de temperatura	No									
2.3.1 ¿Qué pasaría si el espesor de la tubería es insuficiente para la presión del hidrógeno?	2.3.1.1 Aceleración del crecimiento de grietas por fatiga	S	5	E	VH	8 Análisis ultrasónico	No	3	C	M	1 Se debe implementar un método de detección de fugas de alta confiabilidad que asegure la integridad del proceso.	3	B	L	ASME B31.12 Pg 128	
						9 Prueba con solución formadora de burbújas	No									
						10 Sensores de concentración de gas	Yes									
2.4.1 ¿Qué pasaría si las herramientas de inspección interna no detectan grietas inducidas por hidrógeno?	2.4.1.1 Explosión	S	5	E	VH	10 Sensores de concentración de gas	Yes	4	B	M		3	C	M		

Causes														
What if...?	Consequences													
	Consequence	CAT	S Before	L Before	RR Before	Safeguards				PHA Recommendation	S After	L After	RR After	PHA Comment
						Safeguard	IPL	S	L					
2.5.1 ¿Qué pasaría si los sistemas de protección contra corrosión existentes no son efectivos para hidrógeno?	2.5.1.1 Pérdida de espesor de tubería	S	5	E	VH	8 Análisis ultrasónico	No	2	C	L	7 Generar análisis que permitan tener la información clara de las tuberías minimizará de manera confiable el riesgo de explosión.	3	B	L
						11 Análisis calidad del gas	Yes							
	2.5.1.2 Incremento de la susceptibilidad a la iniciación y propagación de grietas	S	5	E	VH	2 Control de presión	No	3	B	L	4 Controlar la presión y temperatura a la que es sometida la tubería a lo largo de el tramo, garantizando que cumple con las condiciones del proceso.	3	B	L
						3 Control de temperatura	No							
2.6.1 ¿Qué pasaría si válvulas, sellos o empaques tienen fugas por permeación de hidrógeno?	2.6.1.1 Explosión	S	5	E	VH	10 Sensores de concentración de gas	Yes	4	B	M	8 Las fugas por permeación, pueden generar falsas lecturas en detección, dificultad para localizar las fugas. Se recomienda inspección periódica de válvulas, empaques y conexiones. Especialmente en zonas enterradas.	3	C	M
2.7.1 ¿Qué pasaría si los compresores o reguladores no son adecuados para servicio con hidrógeno?	2.7.1.1 Explosión	S	5	E	VH	10 Sensores de concentración de gas	Yes	4	B	M	10 Si los equipos no son adecuados se pueden generar fallas por erosión, sobrepresión del sistema, fugas por incompatibilidad de materiales, malfuncionamiento de válvulas y dispositivos de control.	3	C	M
	2.7.1.2 El acero puede fallar de forma súbita y	E	5	E	VH	2 Control de presión 3 Control de temperatura	No No	3	B	L				
2.8.1 ¿Qué pasaría si los sistemas de inyección de odorante no están adaptados para hidrógeno blanco?	2.8.1.1 Explosión	S	5	E	VH	10 Sensores de concentración de gas	Yes	4	B	M	9 Es importante implementar sistemas de detección alternativos si el odorante no es compatible con el hidrógeno blanco.	3	C	M

Causes														
What if...?	Consequences													
	Consequence	CAT	S Before	L Before	RR Before	Safeguards				PHA Recommendation	S After	L After	RR After	PHA Comment
						Safeguard	IPL	S	L					
2.9.1 ¿Qué pasaría si ocurre una fuga de hidrógeno en una zona poblada?	2.9.1.1 Explosión	S	5	E	VH	10 Sensores de concentración de gas	Yes	4	B	M	11 se deberá controlar cualquier peligro inmediato mediante acciones de emergencia como evacuación, bloqueo de un área, desvío del tráfico, eliminación de fuentes de ignición, ventilación o detención del flujo de hidrógeno. Las fugas deberán ser evaluadas, clasificadas y controladas determinando primero el perímetro de la fuga. Cuando este perímetro se extienda hasta una pared de un edificio,	3	C	M
						12 Protocolo de emergencias	No							
2.10.1 ¿Qué pasaría si los sistemas de detección de gases existentes no detectan hidrógeno?	2.10.1.1 Explosión	S	5	E	VH	10 Sensores de concentración de gas	Yes	4	B	M	12 Sin un sistema de detección adecuado, las fugas pueden pasar desapercibidas esto puede llevar a acumulaciones peligrosas que generan atmósferas explosivas.	3	C	M
2.11.1 ¿Qué pasaría si los sistemas de parada de emergencia no actúan lo suficientemente rápido ante la dispersión de hidrógeno?	2.11.1.1 Explosión	S	5	E	VH	6 Capacitación al personal	No	4	B	M	13 Se debe capacitar al personal para que relice las acciones necesarias que permitan aislar el sistema	3	C	M
						7 Alarma de falla de comunicación entre el DCS (Distributed control System) y el PLC (Programmable Logic Controller)	No							
2.12.1 ¿Qué pasaría si se compromete la pureza del hidrógeno durante el transporte?	2.12.1.1 Incremento de la susceptibilidad a la iniciación y propagación de grietas	S	5	E	VH	13 Protocolos de limpieza	No	3	B	L	14 Debido al material de la tubería y al fluido que transporta, es necesario garantizar que las variables estén controladas ya que el rango de operación no es muy amplio debido a la fragilización que genera el hidrógeno presente a la tubería.	3	B	L
						1 Entrenamiento al personal de operaciones	No							
						2 Control de presión	No							
						11 Análisis calidad del gas	Yes							

What if...?	Consequence	CAT	Consequences											S After	L After	RR After	PHA Comment
			S Before	L Before	RR Before	Safeguards			S	L	RR	PHA Recommendation					
						Safeguard	IPL	S									
2.13.1 ¿Qué pasaría si ocurren aumentos de presión debido a la baja densidad del hidrógeno?	2.13.1.1 Sobrepresión	S	4	D	H	5 Válvulas de alivio	Yes	2	C	L	15 Los dispositivos de alivio son esenciales para prevenir fallas estructurales, explosiones o liberaciones no controladas de hidrógeno blanco en caso de aumento de presión.	3	B	L			
2.14.1 ¿Qué pasaría si las caídas de presión dentro de la tubería son muy variables?	2.14.1.1 Erosión interna de tubería	S	4	D	H	2 Control de presión	No	2	C	L	16 El rango de presión debe garantizar que la velocidad no supere la velocidad erosiva.	3	B	L			
						4 Alarmas por alta presión	No										
	2.14.1.2 Vibraciones inducidas	S	4	D	H	2 Control de presión	No	2	C	L	17 La vibraciones inducidas acústicamente, afectan los dispositivos de alivio y puntos de anclaje y soporte.	3	B	L			
						4 Alarmas por alta presión	No										

12.3. Nodo 3. Corriente de salida de gas

What if...?	Consequence	CAT	Causes			Consequences											
			S Before Safeguards	L Before Safeguards	RR Before Safeguards	Safeguards			IPL	S	L	RR	PHA Recommendation	S After Recommendations	L After Recommendations	RR After Recommendations	PHA Comment
			Safeguard														
3.1.1 ¿Qué pasaría si las condiciones de presión y temperatura en el nodo 3 son muy variables ?	3.1.1.1 Aceleración del crecimiento de grietas por fatiga	S	5	E	VH	8 Análisis ultrasónico	No	3	C	M	18 Se puede ver afectada la calidad del producto a entregar y en especial su poder calorífico.	3	B	L	ASME B31.12 Pg 128		
						9 Prueba con solución formadora de burbujas	No										
						10 Sensores de concentración de gas	Yes										
						11 Análisis calidad del gas	Yes										
3.2.1 ¿Qué pasaría si la concentración de hidrógeno en el nodo 3 aumenta?	3.2.1.1 Incremento de la susceptibilidad a la iniciación y propagación de grietas	S	5	E	VH	2 Control de presión	No	3	B	L	4 Controlar la presión y temperatura a la que es sometida la tubería a lo largo de el tramo, garantizando que cumple con las condiciones del	3	B	L			
						3 Control de temperatura	No										
3.3.1 ¿Qué pasaría si se ve afectado el poder calorífico en el nodo 3?	3.3.1.1 Explosión	S	5	E	VH	11 Análisis calidad del gas	Yes	4	B	M	19 Un aumento en el poder calorífico puede hacer que el hidrógeno sea más reactivo, aumentando el riesgo de ignición espontánea en presencia de oxígeno.	3	C	M			
											20 En sistemas de distribución o generación, una variación puede alterar el balance térmico, afectando la eficiencia y estabilidad del proceso.						
											21 Los instrumentos de medición pueden estar calibrados para un poder calorífico específico. Un cambio puede generar lecturas erróneas y decisiones incorrectas de control.						
											22 El poder calorífico influye en el dimensionamiento de quemadores, válvulas de alivio, sistemas de ventilación y aislamiento térmico.						

