

Simulación computacional de una red de transporte para la producción de hidrógeno costa
afuera

Tomás Felipe Rueda Portilla

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Químico

Director

Duban Fabián García Navas

Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Ingeniería Química

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

Ante todo, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a Dios y mi madre por la oportunidad de la vida y siempre impulsarme, apoyarme día a día. A mi abuela, mi segunda madre que fue una aliada y protagonista en esta etapa maravillosa, así como a todos mis conocidos, profesores, compañeros, familia que me acompañaron, ayudaron y compartieron conmigo cada clase, examen o día de estos últimos seis años.

Finalmente, al profesor Duban Fabian García por creer en este proyecto, por compartir sus enseñanzas cada jueves y darme su apoyo sin igual. Gracias y mil gracias,

Tabla de Contenido

Introducción	10
1 Objetivos	11
1.1 Objetivo General.....	11
1.2 Objetivos Específicos	11
2 Marco conceptual.....	12
2.1 Flujo de fluidos incompresible	12
2.2 Compresión de gases.....	13
2.3 Modelamiento de transporte de gases	14
3 Estado del arte.....	15
4 Metodología	16
4.1 Identificación de parámetros para el transporte	17
4.2 Diseño de la red de transporte	19
4.3 Modelado y validación del transporte de hidrógeno	20
5 Resultados.....	21
5.1 Identificación geográfica de la instalación.....	21
5.1.1 <i>Evaluación del mercado de hidrógeno</i>	<i>21</i>
5.1.2 <i>Evaluación de infraestructura para la producción de hidrogeno offshore</i>	<i>22</i>
5.1.3 <i>Potencial eólico Offshore</i>	<i>24</i>
5.1.4 <i>Evaluación de destino del hidrógeno verde</i>	<i>26</i>

5.1.5	<i>Características del sistema de transporte</i>	26
5.2	Parámetros de la red de transporte de hidrógeno	28
5.3	Diseño de la red de transporte de hidrógeno	30
5.4	Modelamiento del transporte de hidrógeno	32
5.5	Validación modelo de transporte de hidrógeno	36
6	Conclusiones	39
7	Recomendaciones	40
	Referencias	42
	Apéndices	46

Listado de Tablas

Tabla 1. <i>Parámetros de la red de transporte (Oleoducto Ballenas-Palomino)</i>	20
Tabla 2. <i>Comparación de los principales resultados del modelado en Comsol y Hysys</i>	38
Tabla 3. <i>Capacidad de transporte de hidrógeno</i>	39

Listado de Figuras

Figura 1. Proceso de análisis de información para el planteamiento del modelado del transporte de hidrógeno offshore.....	17
Figura 2. Proceso de análisis de información para el planteamiento del modelado del transporte de hidrógeno offshore.....	19
Figura 3. Proyección de la demanda de hidrógeno en Colombia.....	22
Figura 4. Mapa geográfico de las cuencas colombianas.....	23
Figura 5. Mapa de las tuberías de petróleo y gas de Colombia.....	23
Figura 6. Mapa de la velocidad del viento en el territorio colombiano	25
Figura 7. Mapa de los puertos concesionados por la ANI.....	26
Figura 8. Mapa de las principales características y factores para la producción de hidrógeno offshore en Colombia.....	27
Figura 9. Ubicación de las plataformas A y B de Chuchupa.....	28
Figura 10. Trazado de la tubería para el transporte de hidrógeno desde Chuchupa A hasta puerto Brisa	29
Figura 11. Batimetría y nivel de inclinación del trayecto de tubería para el transporte de hidrógeno.....	30
Figura 12. Estación compresora en el gasoducto de transporte.....	31
Figura 13. Perfiles de presión en la longitud de arco.....	32
Figura 14. Perfiles de presión considerando el efecto de la gravedad.	32
Figura 15. Caída de presión longitudinal.....	33
Figura 16. Perfiles de temperatura en la longitud de arco.....	34
Figura 17. Valores máximos y mínimos en los perfiles de temperatura radial	34
Figura 18. Perfiles de velocidad en la longitud de arco.....	35
Figura 19. Valores máximos y mínimos en los perfiles de velocidad radial.....	35
Figura 20. Perfiles en tres dimensiones de presión, temperatura y velocidad para el transporte de la mezcla metano/hidrogeno al 10% v/v.....	36
Figura 21. Modelo de transporte en Hysys.....	37

Listado de Apéndices

Apéndice A. Uso de Comsol para el transporte de fluidos..... 46

Resumen

Título: Simulación computacional de una red de transporte para la producción de hidrógeno costa afuera ^{1*}

Autor: Tomás Felipe Rueda Portilla^{2*}

Palabras Clave: Gas natural, transporte de hidrógeno, Comsol, Hysys, offshore

Descripción:

El hidrógeno posee características para convertirse en el vector energético por excelencia a nivel mundial, sin embargo, presenta problemas para el transporte y almacenamiento. Por consiguiente, esta investigación se centra en plantear, seleccionar y evaluar la posibilidad técnica del transporte de hidrógeno desde condiciones en altamar en Colombia, cuantificando las cantidades posibles de transporte en condiciones actuales que permitan no afectar la integridad de los equipos y comparados con posibles nuevos sistemas de mayores prestaciones, pero mucho más costosos.

Para el estudio se incluyó la evaluación de mercados, la infraestructura petrolera y las fuentes no convencionales de energías renovables para así determinar los parámetros de la tubería necesarios para llevar a cabo una simulación en la que se estudie los efectos de la presión, velocidad y temperatura en la mezcla de gas natural al inyectarse hasta el 10% de hidrógeno. A su vez el uso de múltiples herramientas, programas y softwares como el banco de información petrolera, la hoja de ruta del hidrógeno, Google Earth Pro, Hysys, Comsol fueron indispensables para la construcción de un modelo que permita evaluar el transporte junto con las características y parámetros propios del caso colombiano con los cuales se obtuvieron perfiles bi- y tri-dimensionales de la presión, temperatura y velocidad. Esto permitió concluir que con las condiciones actuales de la infraestructura existente se puede llegar a transportar alrededor de unas 5 kt de hidrógeno al año, con incrementos de la velocidad de la mezcla respecto al transporte de gas natural, lo que podría ayudar a promover el transporte de hidrógeno en los procesos actuales de transición energética.

^{1*} Trabajo de Grado

^{2**} Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Programa académico. Director: Duban Fabián García Navas. Doctor en Ingeniería Química.

Abstract

Title: Computer simulation of a gas network to produce offshore hydrogen^{3*}

Author: Tomás Felipe Rueda Portilla^{4*}

Keywords: Natural Gas, hydrogen transport, Comsol, Hysys, offshore

Description:

Hydrogen has the characteristics to become the energy vector par excellence worldwide, however, it presents problems for transportation and storage. Therefore, this research is focused on proposing, selecting and evaluating the technical possibility of transporting hydrogen from offshore conditions in Colombia, quantifying the possible quantities of transport in current conditions that do not affect the integrity of the equipment and compared with possible new systems of higher performance, but much more expensive.

The study included the evaluation of markets, oil infrastructure and non-conventional sources of renewable energy to determine the pipeline parameters necessary to carry out a simulation to study the effects of pressure, velocity and temperature in the natural gas mixture when injecting up to 10% hydrogen. At the same time, the use of multiple tools, programs and software such as the oil information bank, the hydrogen roadmap, Google Earth Pro, Hysys, Comsol were indispensable for the construction of a more approximate model that would allow evaluating the transport together with the characteristics and parameters of the Colombian case with which both three-dimensional and two-dimensional profiles of pressure, temperature and velocity were obtained. This allows concluding that with the current conditions of the existing infrastructure it is possible to transport around 5 kt of hydrogen per year, which can help to boost the hydrogen industry.

^{3*} Degree Thesis

^{4**} Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Chemical Engineering. Director: Duban Fabián García Navas. PhD in Chemical Engineering.

Introducción

Según la ONU, existen cuatro indicadores para monitorear el cambio climático: concentraciones de gases de efecto invernadero, aumento del nivel del mar, variación en el calor oceánico y acidificación de los océanos. Todos estos indicadores establecieron récords en 2021 y es por ello por lo que se prendieron las alarmas a nivel mundial, buscando convertir las energías renovables en un bien público global (Cuatro Indicadores Clave Del Cambio Climático Batieron Récords En 2021, Organización Meteorológica Mundial, 2024.). No obstante, aunque las energías renovables parezcan la solución al problema, aún existen desafíos por resolver, tales como el garantizar un aprovechamiento no intermitente, sobreponer su limitación a la posición geográfica y, sobre todo, que no todas las fuentes renovables son 100% libres de emisiones de dióxido de carbono.

Es un hecho que el hidrógeno tanto en Colombia como en el mundo presenta una amplia gama de ventajas en las que se destacan su reconversión energética tanto a través de celdas de combustible como su combustión directa, entre otras, en ambos casos sin emisiones de dióxido de carbono. Sin embargo, a menudo el hidrogeno verde se puede producir en zonas donde las fuentes de energía renovable son abundantes, ya que la energía eléctrica es su mayor requerimiento (Diaz et al., 2022). Por ejemplo, a partir del recurso solar en regiones propicias como Australia, África del Norte y Medio Oriente (o La Guajira en nuestro territorio) y a partir del recurso eólico, donde en la actualidad se busca su uso costa afuera por sus ventajas técnicas como los mayores potenciales energéticos y el no uso del suelo. En cualquier caso, estos aprovechamientos se encuentran a varios kilómetros de distancia desde donde realmente se haría uso.

Es aquí donde cobra valor el presente proyecto de investigación, ya que además de trabajar con el manejo del hidrógeno verde producido en estas condiciones energéticas, se espera aportar con el estudio que determine la posibilidad y el desempeño del transporte de hidrógeno producido costa afuera. Puesto que la producción de hidrogeno en altamar involucra fuentes renovables de energía como la eólica o la solar, y se espera que a corto o mediano plazo el transporte de hidrogeno sea rentable y competitivo.

1 Objetivos

1.1 Objetivo General

Simular computacionalmente una red de transporte para la producción de hidrógeno costa afuera.

1.2 Objetivos Específicos

- Analizar las condiciones geográficas para llevar a cabo el transporte de hidrógeno identificando los puntos de origen y destino para una posible aplicación.
- Identificar los parámetros de la red de transporte necesarios para llevar el hidrógeno desde el origen en altamar hasta el destino en tierra.
- Diseñar la red de transporte de hidrógeno dimensionando los principales equipos necesarios para la operación.
- Modelar el transporte de hidrógeno producido costa afuera a partir de los parámetros y características adecuadas para la posible aplicación.

2 Marco conceptual

2.1 Flujo de fluidos incompresible

Para este trabajo es fundamental la interpretación de las relaciones de conservación de materia, cantidad de movimiento y energía. Para ello se presenta los conceptos a partir del trabajo de Cengel & Cimbala (Cengel & Cimbala, 2020). Así, el transporte de fluidos incompresible asume que no hay transferencia de masa en las tuberías mediante un flujo interno, es decir, una tubería completamente confinada (en un volumen de control) tal como se muestra en la Ecuación 1:

$$\frac{d}{dt} \int \rho dV + \int \rho(\vec{V} \cdot \vec{n}) dA = 0 \quad \text{Ecuación 1}$$

Por su parte, la segunda ley de Newton refleja la conservación de cantidad de movimiento (o *momentum* lineal, lo que hace referencia al producto entre la masa y la velocidad), por lo tanto, la razón de cambio de cantidad de movimiento de un cuerpo es igual a la fuerza neta que actúa sobre él y se puede expresar de manera diferencial, como en la Ecuación 2:

$$\sum \vec{F} = \frac{d}{dt} \int \rho \vec{V} dV \quad \text{Ecuación 2}$$

Adicionalmente, la principal forma de energía en esta aplicación es la mecánica, aplicado también al volumen de control de interés, como se aprecia en la Ecuación 3 (donde $e \rightarrow$ representa las formas de energía de calor, compresión y trabajo viscoso):

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} \rho v^2 + \rho H \right) = -(\vec{V} \cdot \vec{e}) + \rho(\vec{v} \cdot \vec{g}) \quad \text{Ecuación 3}$$

Por otra parte, y aplicando una escala de análisis macroscópica, para considerar las pérdidas energéticas se suele usar la caída de presión en el sistema de flujo, ya que esta se relaciona con la potencia o consumos energéticos que deben proveer los equipos de bombeo. Esta caída

de presión se estima a partir de la pérdida de carga por fricción ($h_L = \Delta P_L / \rho g$, como se muestra en la Ecuación 4) y las pérdidas debidas a otros componentes diferentes a la tubería:

$$\Delta P_L = f \frac{L \rho V^2}{D} \quad \text{Ecuación 4}$$

donde, f representa el factor de fricción que puede aplicarse sin importar la geometría, material de la tubería y el tipo de flujo, y que generalmente se apoya en la teoría de Darcy-Weisbach. Para su estimación normalmente se acepta la correlación de Colebrook (ver la Ecuación 5) en función de la rugosidad absoluta del material (ε) y el diámetro interno de la tubería:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{\text{Re}\sqrt{f}} \right) \quad \text{Ecuación 5}$$

El cálculo de pérdidas menores debidas a los accesorios se representa mediante el coeficiente de pérdidas (K_L , determinado por el fabricante), como se muestra en la Ecuación 6:

$$h_L = K_L \frac{V^2}{2g} \quad \text{Ecuación 6}$$

Ahora, mediante la ecuación de Bernoulli se realiza un balance de energía mecánica consistente en la representación del estado energético del fluido en los puntos de origen y destino del transporte (i.e., energía cinética, potencial y de flujo), despreciando los efectos de la compresibilidad, como se aprecia Ecuación 7:

$$\frac{P_1}{\rho g} + \alpha_1 \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 + h_{\text{Bomba},u} = \frac{P_2}{\rho g} + \alpha_2 \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 + h_L \quad \text{Ecuación 7}$$

2.2 Compresión de gases

Existen diferentes tipos de equipos para el transporte de gases en los que se destacan ventiladores, sopladores o compresores, los cuales se seleccionan en función del incremento

de presión y el gasto volumétrico necesario. Estos equipos se encargan de entregar los requerimientos de caudal y carga necesarios para el transporte. En función del diseño del equipo, pueden entregar energía de forma moderada, como los ventiladores, o energía de presión o flujo más altas como los compresores(Y J Çengel Cimbala, 2018).

Cuando la compresión es importante (i.e., sopladores y compresores) la energía cinética y potencial no suele variar, pero si ocurre una compresión del fluido debido al trabajo, por lo que se debe tener en cuenta la forma en que el fluido responde a este cambio energético(Y J Çengel Cimbala, 2018):

$$w_{pr} = \int_a^b \frac{dp}{\rho} \quad \text{Ecuación 8}$$

Esto implica la representación del cambio de las propiedades del fluido dentro del equipo que puede ser: isentrópico, isotérmico o politrópico. Para este último caso, el cambio en densidad se puede representar mediante la Ecuación 9, donde el parámetro n se suele obtener de forma experimental para cada equipo(Y J Çengel Cimbala, 2018):

$$\rho = \rho_a \left(\frac{p}{p_a} \right)^{1/n} \quad \text{Ecuación 9}$$

2.3 Modelamiento de transporte de gases

En el modelamiento de gases se realiza una representación matemática del comportamiento de las moléculas del gas. En efecto, usando las ecuaciones matemáticas descritas en el apartado anterior, junto con los métodos adecuados para resolver los sistemas de ecuaciones descritos se puede encontrar las características del flujo del gas, tales como pérdidas energéticas y perfiles de comportamiento. Entre los principales softwares para el modelado

se encuentran Hysys (basado en comportamiento termodinámico) y Comsol (especializado en el transporte de fluidos en diversos sistemas).

3 Estado del arte

El hidrógeno es un tema crucial tanto en los planes gubernamentales como en el sector privado. En Colombia no hay excepción a raíz de los objetivos de los Acuerdos de París en 2015, con los que se busca disminuir las emisiones de dióxido de carbono para descarbonizar múltiples sectores, o para usarse como alternativa para sustituir a los combustibles fósiles en el tema del transporte. En efecto, en algunos países como Arabia Saudita ya se vienen implementados proyectos de hidrógeno verde para impulsar la transición energética y mitigar el cambio climático (Hassan et al., 2024). Otra muestra de ello es que aproximadamente 30 países han creado su propia hoja de ruta del hidrógeno (Rodríguez-Fontalvo et al., 2023), incluido Colombia (MINMINAS, 2021). Si bien estas guías ayudan a visualizar el panorama, aún no se cuenta con la suficiente rigurosidad técnica o con las especificaciones necesarias para llevar a cabo un proyecto de producción de hidrógeno costa afuera.

La ingeniería, la producción y el transporte de este liviano gas representa más dudas que respuestas, por ejemplo, los posibles problemas presentados por fugas y caídas de presión, sumado al hecho de las justas inquietudes sobre si es viable la reutilización de gasoductos, la compatibilidad de materiales y las consideraciones de seguridad (Raj et al., 2024), además de su efecto sobre los sistemas de flujo como la oxidación en tuberías de acero inoxidable (Li et al., 2023), o, en especial, por el alto consumo energético requerido para la distribución (Sdanghi et al., 2019) y sus inconvenientes para el almacenamiento (Hassan et al., 2023). Sin embargo, gracias a las tecnologías y los avances en computación en la actualidad se han desarrollado metodologías y algoritmos con modelos matemáticos que, junto con métodos

numéricos adecuados, presentan gran capacidad para representar el comportamiento de los fluidos, y, por ende, para estudiar posibles efectos del transporte de sustancias como el hidrógeno (Genovese et al., 2024).

Por ejemplo, en el trabajo de Hasfi *et. al.* se realiza una simulación numérica de una mezcla de hidrógeno y gas natural en un flujo transitorio utilizando un modelo matemático que tiene en cuenta la variación del factor de compresibilidad de la mezcla de gases con la presión bajo un flujo de gas isotérmico, el cual se rige por un conjunto de dos ecuaciones diferenciales parciales hiperbólicas no lineales (Ecuaciones de masa y momento) (Hafsi et al., 2019). Para el cálculo matemático se empleó el software de elementos finitos Comsol Multiphysics, Ansys, Aspen Hysys, Matlab, entre otros.

Adicionalmente, se han estudiado los efectos de la inyección de hidrógeno en una red de tubería de gas natural mediante Dinámica de Fluidos Computacional y utilizando Ansys Fluent version R19.3. Para ello se evaluó un tramo de 10 m de longitud en donde se plantearon los balances de masa, momento y energía para estudiar los efectos sobre la temperatura, presión y coeficiente de fricción (Umuteme, 2020).

Por consiguiente, sin importar el objetivo de la producción de hidrógeno, ya sea para suplir la demanda nacional o para que éste entre a competir como un producto de exportación, es importante evaluar las condiciones técnicas del transporte de este vector energético, ya que presenta una etapa crucial en la cadena de suministro.

4 Metodología

Con el fin de llevar a cabo esta investigación se utilizaron diferentes herramientas, programas y estrategias para garantizar el cumplimiento de cada objetivo de tal modo que se proporcione

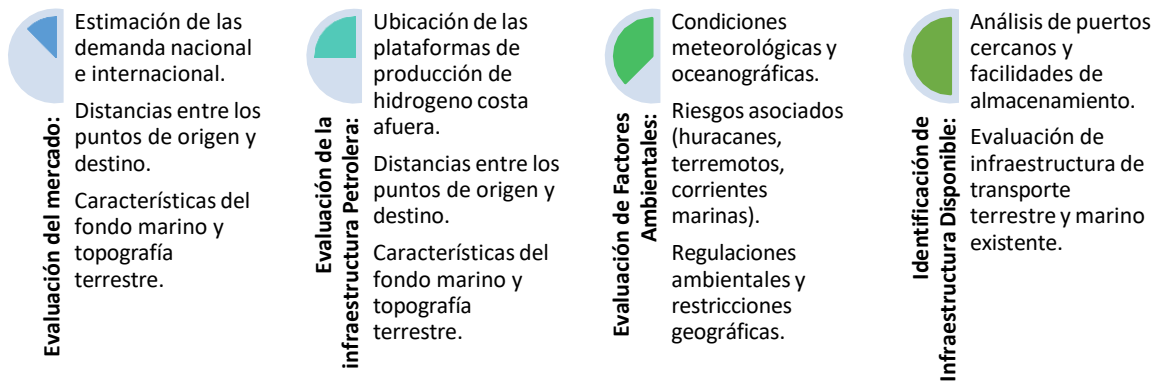
un enfoque integral para la planificación, diseño y modelado del transporte de hidrogeno desde altamar hasta tierra. Lo cual será útil para tomar decisiones basadas en resultados técnicos, computacionales y ambientales.

4.1 Identificación de parámetros para el transporte

Las tareas ejecutadas en el primer parte del proyecto se muestran en la Figura 1. Para ello se usan fuentes de información como la Hoja de ruta del hidrógeno (MINMINAS, 2021)

Figura 1.

Proceso de análisis de información para el planteamiento del modelado del transporte de hidrógeno offshore



Para comenzar, se evaluó el mercado y con esto, los requerimientos a nivel nacional e internacional, es decir, una proyección de la demanda interna y capacidad de exportación consignados en la Hoja de la ruta del hidrógeno y a Escenarios nacionales de la Transición Energética Justa, proporcionados por MINMINAS para garantizar además de conocer los flujos a transportar, como se aprecia en la Figura 1.

En segunda instancia la Figura 1 muestra que se realizó una búsqueda utilizando el Geovisor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, 2024) junto con el Banco de Información Petrolera (BIP) (SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO, 2022) y el Mapa de petróleo y gas del Portal Energético para América Latina en los cuales se incluye convenciones como

la actividad de los pozos, en donde se refleja si se encuentran en operación además de la clasificación de las zonas, ya sea en exploración, en producción, etc. Haciendo énfasis en las zonas de producción Offshore acompañado de un estudio del potencial eólico. Esta parte del trabajo se basa en el software Global Wind Atlas, herramienta interactiva que muestra datos como la velocidad y densidad del viento hasta 200 km de la costa y permite la descarga de un informe del potencial técnico de la energía eólica de Colombia, donde se refleja un alto potencial en la región caribe, especialmente en la región de La Guajira con vientos promedios mayores a 10 m/s a 150 m de altura. (*Global Wind Atlas*, 2024).

Adicionalmente, teniendo en cuenta que los puntos de generación se encuentran cerca al mar, este trabajo se centró en buscar los medios, sistemas de transporte que permitan conducir el hidrógeno a puntos cercanos de exportación, zonas portuarias, por ello se investigó a través de la página de la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) las 8 zonas portuarias del país todo esto con el fin de reunir en una sección las características más apropiadas que permitan seleccionar los puntos de origen y destino.

Para la definición de los parámetros de la tubería, se construyó el recorrido en base al mapa de gasoductos y a la ayuda de Google Earth Pro para determinar la longitud de la tubería, la batimetría del terreno junto con todos los datos necesarios como diámetro, cédula, material y espesor. Además, se debe tener en cuenta las dos secciones principales del trazado, es decir, el trazado submarino (desde la posible planta offshore y el punto más cercano en tierra) y el tramo terrestre (desde el punto en tierra más cercano a la planta offshore y el puerto). En este proceso se evalúan características clave para el transporte como son el estado del hidrógeno, las condiciones de operación y los aspectos de seguridad, tal como se muestra en la Figura 2.

Para la entrega del hidrogeno (o punto de destino del transporte en el presente trabajo) se tuvo en cuenta que los sitios de mayor consumo se encuentran al interior del país y los puntos de generación se encuentran cerca al mar, por lo que el proyecto se centra en una búsqueda de los medios, sistemas de transporte que permitan conducir el hidrógeno a puntos cercanos de exportación, zonas portuarias, por ello se investigó a través de la página de la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) las 8 zonas portuarias del país: San Andrés, La Guajira, Santa Marta y Ciénaga, Cartagena, el Golfo de Morrosquillo, Urabá, Buenaventura y Tumaco junto con los 63 puertos concesionados (dentro de las zonas portuarias). (Proyectos ANI - Modo Portuario | Portal ANI, 2021).

4.2 Diseño de la red de transporte

Posteriormente, se debe realizar el diseño de la red de transporte para dimensionar los principales equipos necesarios para la operación del sistema de transporte de hidrogeno, para lo cual se propone un proceso de que involucra la selección del tipo y material de tuberías o tanques de almacenamiento y la ubicación de posibles estaciones compresión y unidades de tratamiento (si aplica).

Figura 2.

Proceso de análisis de información para el planteamiento del modelado del transporte de hidrógeno offshore

Definición de las opciones de transporte	Parámetros claves del transporte	Seguridad y normativas
<ul style="list-style-type: none"> ○ Transporte por tuberías submarinas. ○ Transporte mediante barcos especializados (hidrogeneros). ○ Transporte en forma de portadores de hidrogeno (amoníaco, LOHC, hidruros metálicos). 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Estado físico del hidrogeno (gaseoso o líquido). ○ Presión y temperatura requeridas. ○ Materiales de construcción adecuados para evitar pérdidas y fugas. ○ Impacto en eficiencia y costos operacionales. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Cumplimiento con regulaciones internacionales. ○ Evaluación de riesgos asociados con fugas e inflamabilidad. ○ Sistemas de monitoreo y control en tiempo real.

4.3 Modelado y validación del transporte de hidrógeno

Por otra parte, se realiza el modelado del transporte de hidrogeno para simular el comportamiento del sistema de transporte con base en los parámetros identificados. Para la construcción de la tubería en Comsol se utilizaron los parametros de tubería expuestos en ([Requisitos Uninorte](#)), que se resumen en la Tabla 1, valores que hacen referencia a un acero grado 5LX X-60.

Tabla 1.

Parámetros de la red de transporte (Oleoducto Ballenas-Palomino)

Díámetros	[in]	[m]
Interno	19.188	0.487
Externo	20	0.508
Espesor de pared	0.406	0.010

El modelado se realiza para identificar el impacto de la presencia de hidrógeno en las variables operacionales del transporte, principalmente en las pérdidas y en el comportamiento del gas. Para ello, se usaron tres tipos de cargas simuladas: gas natural simulado (a partir de metano puro, ya que el gas transportado en el gasoducto Ballena-Palomino posee más del 90% de esta especie), hidrógeno puro y la mezcla metano/hidrógeno al 10% v/v. Cabe resaltar que esta relación de hidrógeno en el gas natural se usa por el límite que supone usar el hidrógeno sin problemas de integridad en el gasoducto existente.

Por ende, se realizan simulaciones de flujo de los diferentes fluidos a lo largo del sistema de transporte y una posterior evaluación de los parámetros de salida del modelo tales como las pérdidas energéticas tanto mecánicas (caída de presión) como térmicas (transferencia de calor con el medio), además de analizar el comportamiento interno de los fluidos con parámetros como los perfiles de presión y temperatura internos.

Finalmente, para la validación del modelo implementado en Comsol se realiza una comparación con los resultados de una simulación en Hysys, la cual permite incluir mayor detalle en las características del sistema de flujo (o gasoducto), pero menos análisis en el comportamiento del fluido (o gas transportado) Esta nueva simulación en Hysys pretende determinar pérdidas energéticas con condiciones de trazado más realistas, por lo que permite realizar una pseudo-validación. Si bien se requieren de datos reales de campo para llevar a cabo una completa validación de ambos modelos, esta información no es asequible, por lo que la estrategia de comparación entre Comsol y Hysys parece no ser descabellada.

El modelo en Hysys permite incluir, entre otras cosas, diversos aspectos del diseño como los posibles desniveles en el trayecto y otras pérdidas asociados a diversos elementos como accesorios. En particular, en el modelo de Hysys se incluyeron los principales parámetros del perfil de elevación identificados para el trazado del gasoducto.

5 Resultados

5.1 Identificación geográfica de la instalación

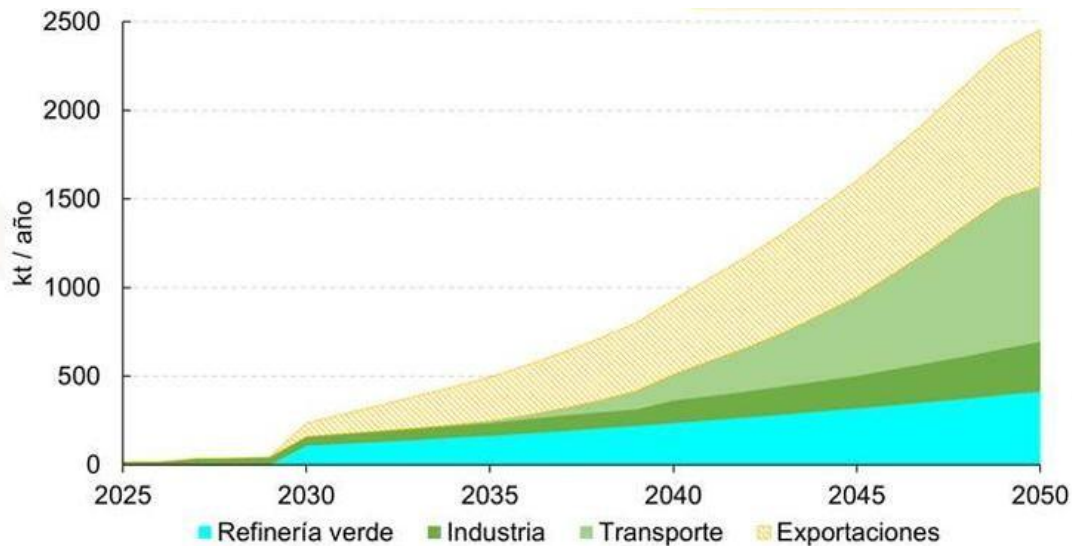
5.1.1 *Evaluación del mercado de hidrógeno*

El análisis basado en la información de la Hoja de Ruta del Hidrógeno para Colombia (MINMINAS, 2021) proyecta una demanda nacional de 1850 kt para el 2050, sin presentar información sobre las cantidades de exportación ni las fuentes. Por consiguiente, un análisis de la producción de hidrógeno a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) muestra que Alemania, Japón y Corea del Sur serían los principales socios comerciales y a quienes se les espera suministrar el 1% de su demanda de exportación (Rodríguez-Fontalvo et al., 2023) (MINMINAS, 2023).

En efecto, en la Figura 3 se muestra un recorrido de lo que se espera sean los consumos de hidrógeno hasta el 2050, donde se refleja la demanda en función de cada sector (Industria y Transporte) sumado a lo estimado para exportar. Dado que el objetivo de este trabajo es determinar las cantidades o flujos a transportar, se optó por centrarse en los datos del último período, en donde se tiene una estimación de la demanda interna de 1524 kt (827 del sector transporte, 412 de las refinerías y 285 de las otras industrias) y de 885 kt para exportación. Estos datos son seleccionados para las capacidades de la planta hipotética de producción de hidrógeno que si bien pueden ser variables demuestran un aumento significativo cada cinco años con una proyección de exportación del 40% de la producción nacional.

Figura 3.

Proyección de la demanda de hidrógeno en Colombia (MINMINAS, 2023)



5.1.2 Evaluación de infraestructura para la producción de hidrógeno offshore

En la Figura 4 se destacan las zonas de color amarillo y rojo, las cuales reflejan aquellos lugares que se encuentran en producción y en operación respectivamente. Adicionalmente, en donde se observa una ampliación, se sitúan los campos de Chuchupas y Ballenas, los cuales cuentan con un sistema de transporte hasta la costa.

Aun así, con el fin de asegurar la disponibilidad de tuberías se verifico en el Portal Energético para América Latina la infraestructura energética ya existente utilizada para hidrocarburos, mostrada en la Figura 4, con el fin de asegurar el posible transporte de hidrogeno desde la plataforma, la costa y el puerto de exportación. Adicionalmente, este portal cuenta con información como el tipo de fluido transportado, la capacidad de transporte y su estado, los cuales reflejan que para cualquier tipo de actividad offshore será recomendable el guiarse por los puntos 2,4 y 17 ubicados en la región Caribe.

Figura 4.

Mapa geográfico de las cuencas colombianas((ANH), 2024).

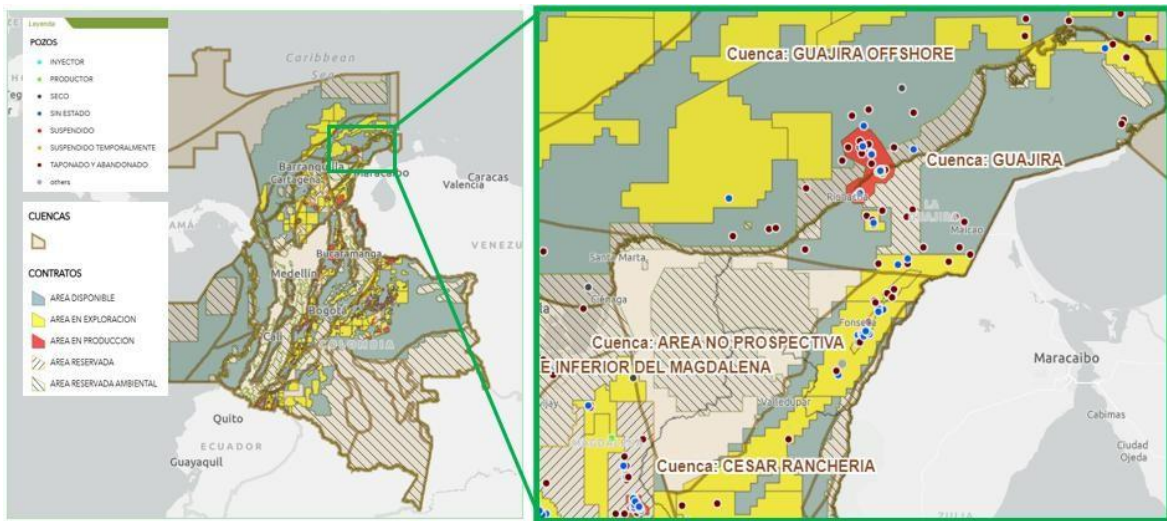


Figura 5.

Mapa de las tuberías de petróleo y gas de Colombia (Mapa de Petróleo y Gas | El Portal Energético Para América Latina, 2024).



5.1.3 Potencial eólico Offshore

A partir de la Hoja de Ruta del Hidrógeno y teniendo en cuenta las restricciones físicas, técnicas, ambientales y sociales del entorno se obtiene la capacidad máxima desarrollable costa afuera. En efecto, se seleccionaron 6 áreas que pueden ser compatibles para los sitios del proyecto de fondo fijo y ocho áreas que pueden ser compatibles para los posibles sitios flotantes del proyecto (FL). Sin embargo, de estas 14 zonas se excluyen las flotantes ya que aún no se ha conseguido una viabilidad comercial, que se ven afectadas por las rutas marítimas ya existentes y el tráfico marítimo.

La Figura 6 muestra la distribución de zonas para el aprovechamiento offshore del viento en el Caribe colombiano. Para la Figura 6 se considera la batimetría de la zona (o profundidad oceánica) (GEBCO - The General Bathymetric Chart of the Oceans, 2024). El rango de

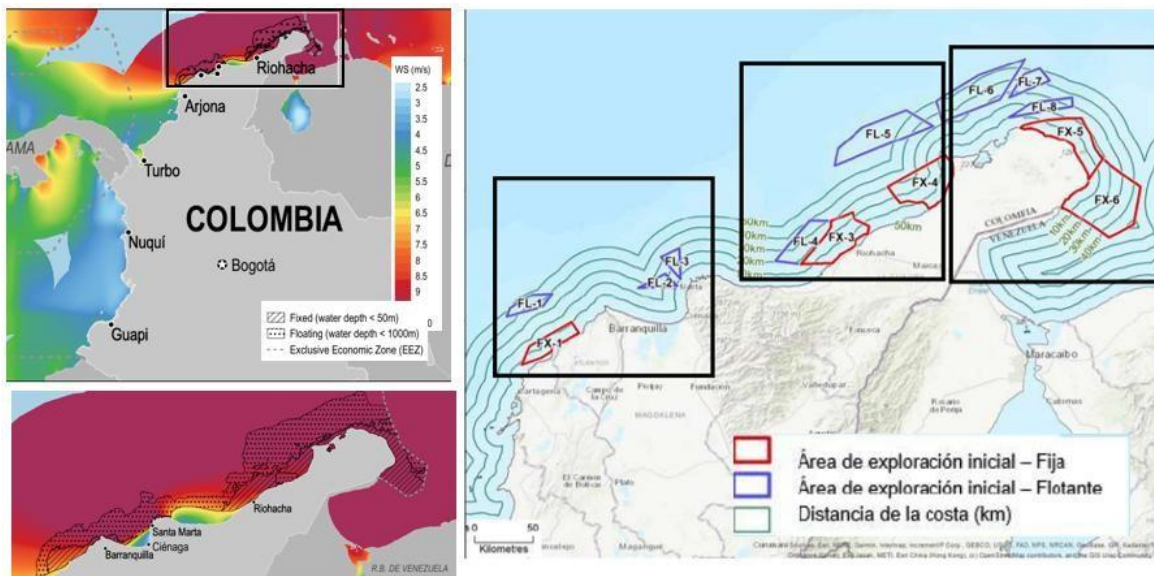
operabilidad para el aprovechamiento eólica se fija entre 0-1250 m y dividiendo la costa Caribe en 3 zonas las zonas de exploración:

- Departamentos de Bolívar, Atlántico, y Magdalena –Zona Occidental
- La Guajira, Zona Central
- La Guajira, Península Oriental, Zona Oriental

Por ende, en la Figura 6 donde se aprecia que la zona Occidental sería la más atractiva debido a que se encuentra Cartagena y Barranquilla, ciudades que son grandes centros comerciales, industriales y de demanda de energía, que además cuentan con una sólida infraestructura costera para respaldar potencialmente la construcción, fabricación, operaciones y el mantenimiento de la energía eólica costa afuera, no obstante, el recurso eólico no es comparable al de La Guajira Central sumado al hecho de que los autores resaltaban que cada región tenía sus propias limitaciones.

Figura 6.

Mapa de la velocidad del viento en el territorio colombiano (Global Wind Atlas, 2024).



5.1.4 *Evaluación de destino del hidrógeno verde*

La Figura 7 incluye la ubicación de los principales puertos del país, la cual permitió delimitar y seleccionar aquellos más cercanos a la posible planta de producción de hidrógeno offshore y en función de los principales productos de exportación, tamaño y rutas marítimas a los mercados internacionales.

Figura 7.

Mapa de los puertos concesionados por la ANI.



5.1.5 *Características del sistema de transporte*

Utilizando los criterios de las secciones anteriores, como la infraestructura petrolera, la proximidad de los puertos y la disponibilidad del recurso eólico se construye la Figura 8. Allí se resumen los factores de las secciones anteriores y se observa que la mejor alternativa es la región Caribe, más específicamente, la zona de La Guajira Offshore donde se encuentran los campos ya mencionados o a la zona fija número 3, sumado al hecho de que existe una infraestructura portuaria como la Sociedad Puerto Brisa S.A., Sociedad Portuaria de la

Península S.A. Además, el potencial de la energía eólica costa afuera en el área es muy alto si se compara a nivel nacional o mundial. Cabe resaltar que si bien para el mercado (Japón y Corea del Sur) sería recomendable y quizá más rápido el tener un puerto ubicado en la zona Pacífica, esto parece no ser viable ya que los puertos de mayor tamaño e infraestructura se encuentran en la región caribe, además de que con un estudio de las principales rutas marítimas se concluyó que no existe impedimento alguno puesto que se puede optar por el Canal de Panamá o por el Canal de Suez para llegar a esos mercados asiáticos (ASCOMINT S.A.S, 2024.).

Figura 8.

Mapa de las principales características y factores para la producción de hidrógeno offshore en Colombia

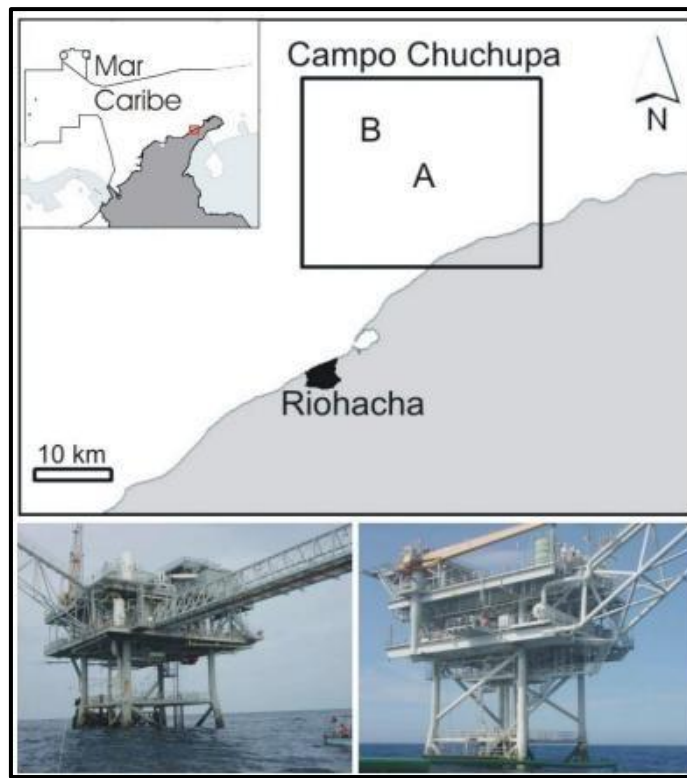


Por otro lado, con el propósito de reutilizar la infraestructura ya instalada para tratar de reducir costos, se pretende evaluar los sistemas de transporte ya instalados en el manejo de hidrocarburos producidos en la zona, lo cual supone otra ventaja operativa puesto que se cuenta con el gasoducto de la Costa Atlántica, no obstante con el fin de brindar una comparación y ampliar, dar mayor peso a este trabajo se evaluará la posibilidad de un sistema de transporte que permita manejar un 100% de hidrógeno gaseoso.

Finalmente, debido a que las plantas de producción de hidrógeno pueden tener un tamaño considerable para su instalación offshore, un primer acercamiento para el estudio es suponer la ubicación en plataformas petroleras ya existentes. Por ende, se seleccionan como punto de partida las plataformas A y B ubicadas cerca a la estación Ballena, esta última sobre la costa a unos 25 kilómetros de Riohacha, como se observa en la Figura 9.

Figura 9.

Ubicación de las plataformas A y B de Chuchupa, al nororiente de la ciudad de Riohacha, en el departamento de La Guajira, Colombia. Abajo a la izquierda la plataforma A, a la derecha la plataforma B (Carlos Márquez & López-Victoria, 2010)



5.2 Parámetros de la red de transporte de hidrógeno

Para esta sección y la construcción del modelo es necesario encontrar los parámetros tanto de la tubería como del tramo o distancia que se espera transportar, por ello, con la ayuda de Google Earth Pro, se bosquejó la sección del gasoducto de la costa Atlántica en el área de

interés, tal como lo muestra la Figura 10. Para ello se tuvo en cuenta como punto de partida la Plataforma Chuchupa A, ubicada costa afuera sobre una profundidad de 25 m. Con el propósito de trazar un recorrido hasta el complejo Ballena atravesando aproximadamente 12 km (representado por la línea verde en la Figura 10). Posteriormente, en este punto en la estación Ballenas se ubica una planta para llevar a cabo los procesos de compresión y deshidratación del hidrógeno para ser transportado a través de 94 km de tubería hasta llegar a Puerto Brisa S.A (ver la línea roja en la Figura 10).

Figura 10.

Trazado de la tubería para el transporte de hidrógeno desde Chuchupa A hasta puerto Brisa



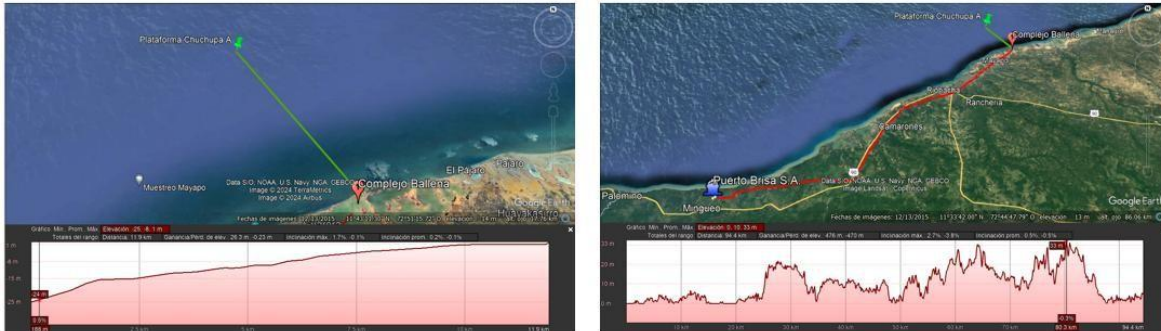
Por otra parte, en la Figura 11 se muestra el perfil de inclinación para ambos tramos, con el objetivo de verificar la complejidad de la instalación del gasoducto y los posibles cambios en comportamiento que pueda sufrir el fluido a lo largo de cada trayecto, buscando que el fluido no tenga ningún contratiempo en el transporte y, así mismo, que el terreno entre la plataforma y el campo presenten un desnivel superficial mínimo.

Con el fin de garantizar el funcionamiento y aprovechar la maquinaria ya instalada se encontró el uso de seis (6) válvulas de estancamiento ubicadas cada 15 km. Adicionalmente, se revisaron las estaciones de compresión, encontrando que la más cercana se ubica en

Palomino, por lo que no hace parte de la ruta analizada, ya que está aguas abajo del punto de entrega evaluado en el presente trabajo en Puerto Brisa (GIS PLUS, 2021).

Figura 11.

Batimetría y nivel de inclinación del trayecto de tubería para el transporte de hidrógeno



5.3 Diseño de la red de transporte de hidrógeno

Con el fin de llevar a cabo este proyecto indispensable el uso de tres equipos: Un electrolizador que puede estar ubicado ya sea en la plataforma como costa adentro, un compresor que se ajuste a los nuevos requerimientos de presión y sea compatible con el hidrógeno, así como un sistema de separación en Puerto Brisa.

En la revisión del trayecto de la tubería se encontró que la estación de compresión más cercana al punto de Ballenas se encuentra en Palomino, aguas debajo de puerto brisa, tal como se muestra en la Figura 12. Por ende, se asume que la compresión que actualmente se realiza en Ballenas es suficiente para llevar el gas hasta el puerto.

Una vez la mezcla llegue al puerto, se requiere de un sistema de separación para recuperar el hidrogeno puro. Entre las técnicas de purificación se destaca el sistema de oscilación de presión (Pressure Swing Adsorption) puesto que es el método de purificación de hidrógeno más utilizado en la industria en el que aprovecha la adsorción de gases en el material

adsorbente a altas presiones parciales y regenera el adsorbente mientras recupera los gases adsorbidos a bajas presiones parciales (Burgers et al., 2022). Adicionalmente, este estudio refleja la posibilidad de separar tanto el dióxido de carbono como el nitrógeno e hidrocarburos pesados de mezclas al 10% de hidrógeno.

Figura 12.

Estación compresora en el gasoducto de transporte



Finalmente, para el electrolizador se plantea su ubicación en altamar. Entre los equipos para ello se destacan las celdas de Membrana de Intercambio Protónico (PEM) cuyas ventajas consisten en su rápido arranque y adaptabilidad a fuentes de energía flexibles como la eólica y solar. Sin embargo, los electrodos y catalizadores dependen en gran medida de metales preciosos como el iridio, platino y titanio. Por otro lado, los electrolizadores alcalinos ALK se utilizarán en campos de producción de hidrógeno a gran escala, como las industrias química y metalúrgica, sin embargo, en regiones con abundante energía eólica y solar, se preferirán los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM). En cualquier caso, en el presente trabajo solo se pretende evaluar el transporte de hidrógeno, es decir, la simulación incluye el seguimiento del hidrógeno desde que sale de la planta de generación en altamar, hasta el puerto.

5.4 Modelamiento del transporte de hidrógeno

Con el propósito de obtener un análisis más detallado tanto de manera radial como longitudinal, se presentan los perfiles de metano, de la mezcla CH_4/H_2 al 10% en volumen y de hidrógeno puro en una dimensión (1D), dos dimensiones (2D) y tres dimensiones (3D) de la presión en longitud de arco (Figura 13), radial con efecto gravitacional (Figura 14) y longitudinal (Figura 15), temperatura en longitud de arco (Figura 16) y radial (Figura 17) y velocidad en longitud de arco (Figura 18) y radial (Figura 19).

Figura 13.

Perfiles de presión en la longitud de arco: metano, mezcla e hidrogeno de izquierda a derecha

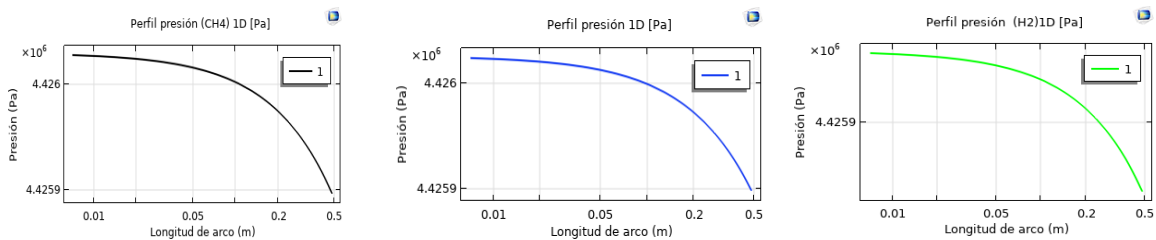
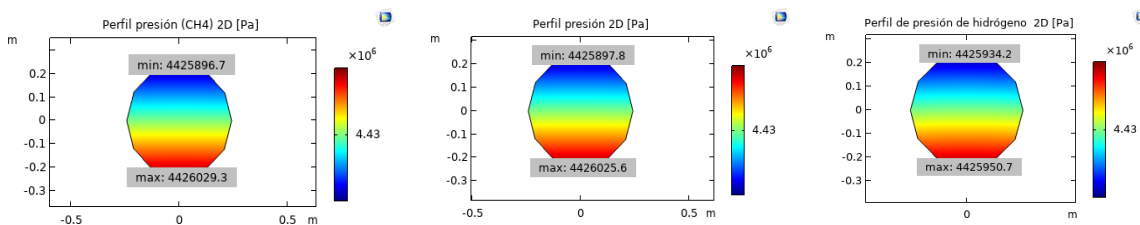


Figura 14.

Perfiles de presión considerando el efecto de la gravedad: metano, mezcla e hidrogeno de izquierda a derecha



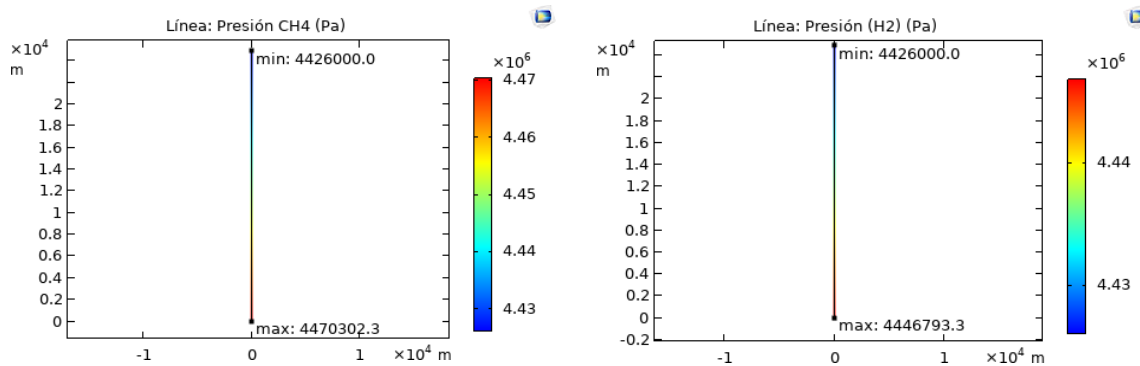
Las Figura 13 y Figura 14 muestran un comportamiento similar de la presión, donde se observa un efecto muy pequeño de la gravedad, como es de esperarse para gases por su baja densidad, aunque con un aumento de presión en la zona inferior del tubo, situación que debe

ser considerada a la hora de evitar posibles desgastes o puntos de acumulación, Además, el resultado muestra una influencia nula del tipo de fluido, precisamente por la irrelevancia del peso de los gases en las condiciones descritas.

Adicionalmente, en la Figura 15 se muestra uno de los gráficos más importantes a la hora del transporte de hidrógeno, en donde se confirma una mayor caída de presión para el metano que para el hidrógeno. Si bien el perfil no es fácilmente apreciable en el gráfico debido a la geometría del tubo (excesivamente largo), la simulación muestra caídas de presión longitudinales de aproximadamente 10.000 kPa (ver Figura 15).

Figura 15.

Caída de presión longitudinal: metano e hidrogeno de izquierda a derecha



Por otro lado, al considerar el intercambio de calor entre un ambiente cálido como La Guajira con una temperatura promedio de 32 °C y la temperatura interna del fluido que es de aproximadamente 27 °C se pretende evaluar un posible efecto térmico en el gas. Por ende, se construyeron perfiles de temperatura mostrados en la Figura 16 y Figura 17, los cuales reflejan que la transferencia ocurre desde las paredes de la tubería y, que, si bien son solo cinco grados de diferencia, al transportar hidrógeno uno de los principales problemas es que tiene una energía de ignición más baja que el gas natural (*Problemas Comunes Relacionados*

Con La Seguridad Del Hidrógeno Comprimido - Atlas Copco Ecuador, 2022). En cualquier caso, se observa un incremento poco considerable de 0.2 °C.

Figura 16.

Perfiles de temperatura en la longitud de arco: metano, mezcla e hidrogeno de izquierda a derecha

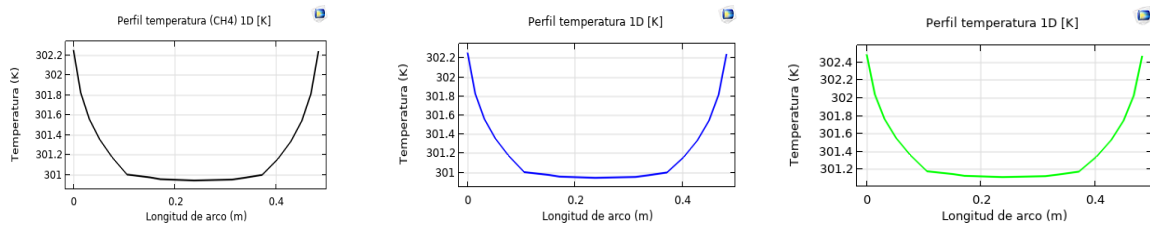
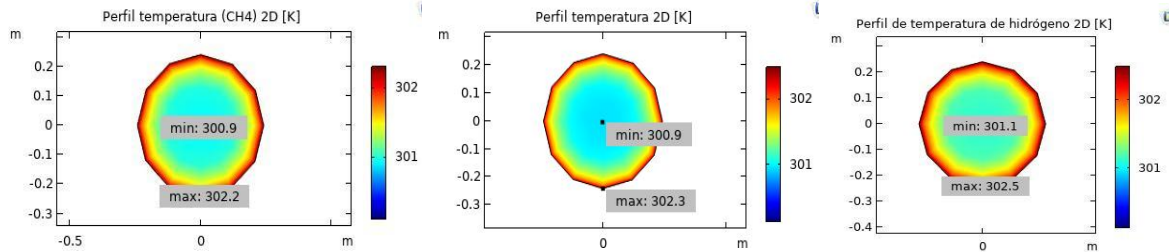


Figura 17.

Valores máximos y mínimos en los perfiles de temperatura radial: metano, mezcla e hidrogeno de izquierda a derecha



Con respecto a la velocidad, como era de esperarse se observa una resistencia en las paredes lo que provoca una desaceleración aproximada de 0.8 m/s. Sin embargo, lo que es de resaltar es que, si bien se fija una velocidad inicial de 2.27 m/s, se observa un aumento hasta a 2.4 m/s, para el caso del metano, lo que es de esperarse debido al desarrollo del perfil de velocidad, aumentando la inercia en el centro de la tubería al mismo tiempo que la reduce en las cercanías a la pared.

Por otra parte, al inyectar hidrógeno en el gasoducto se espera una leve disminución en la densidad y viscosidad de la mezcla. En efecto, estas pequeñas variaciones pueden influir en la movilidad del gas, lo que explica las mayores velocidades del hidrógeno (y también en la mezcla, aunque en mucho menor grado) tal como se muestra en la Figura 19.

Figura 18.

Perfiles de velocidad en la longitud de arco: metano, mezcla e hidrogeno de izquierda a derecha

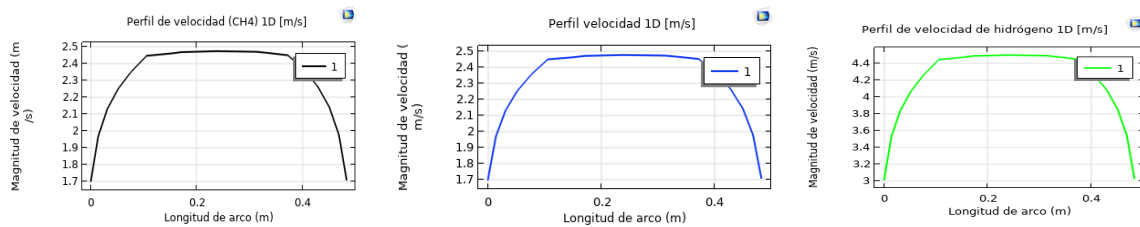
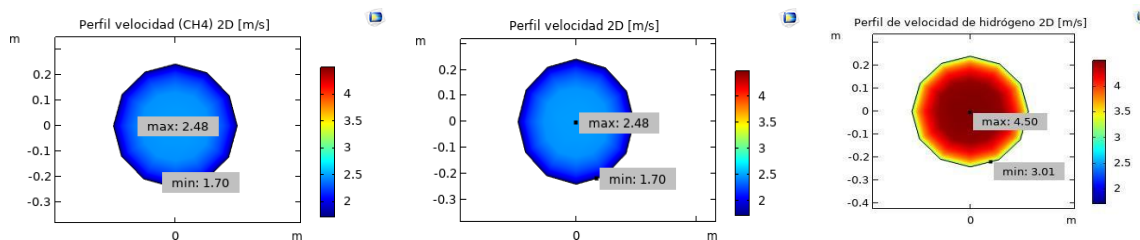


Figura 19.

Valores máximos y mínimos en los perfiles de velocidad radial: metano, mezcla e hidrogeno de izquierda a derecha

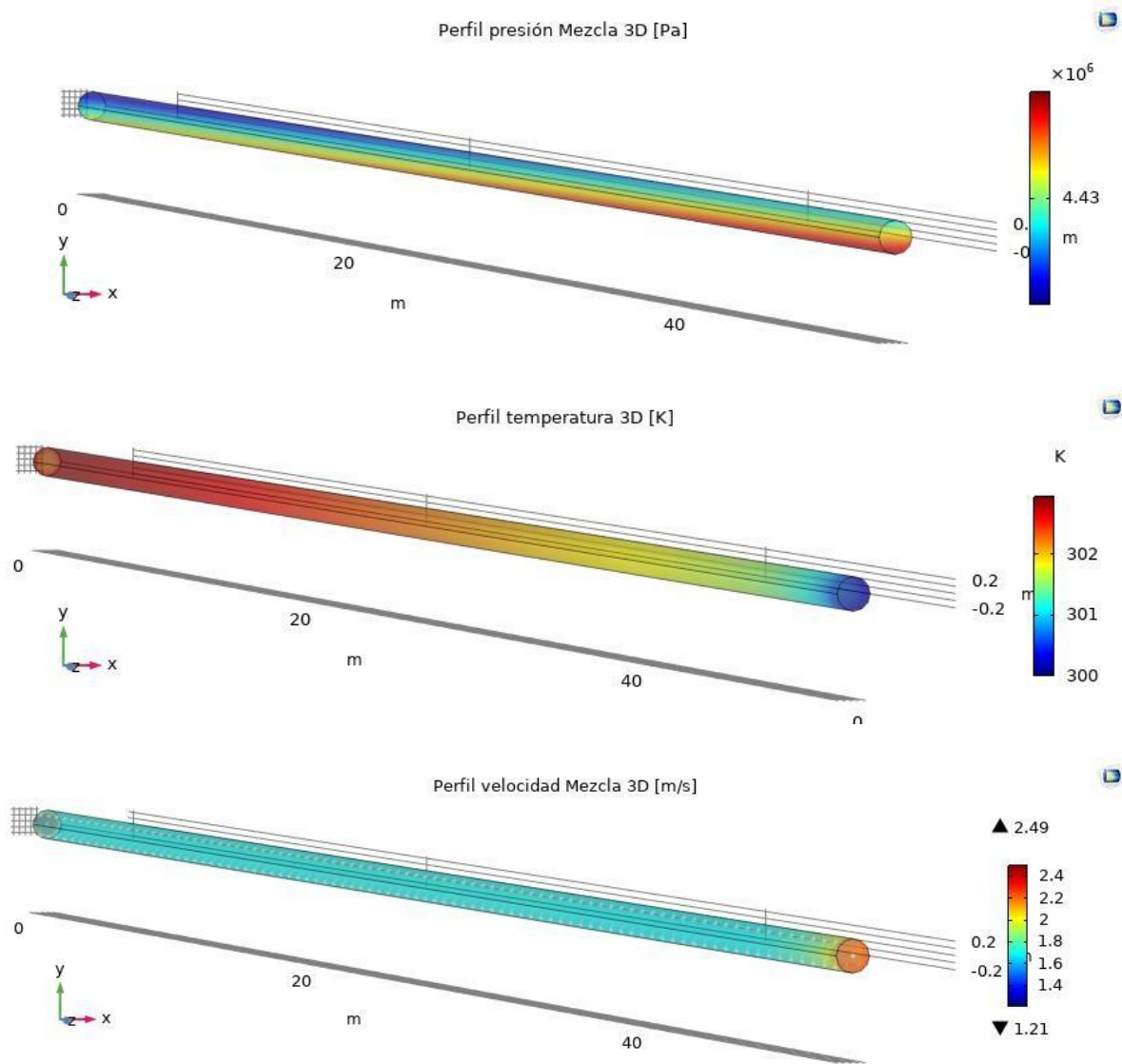


Finalmente, en la Figura 20 se muestran los perfiles en tres dimensiones (3D) para el caso de la mezcla, donde ilustra el comportamiento del fluido a lo largo del sistema de transporte, visto como una tubería horizontal. Allí se aprecia que los resultados del modelado muestran que la mezcla no sufre sobresaltos en su comportamiento durante el transporte, además de que las condiciones a la salida son las esperadas en tendencia, debido a las interacciones

energética. Por ejemplo, disminución en la caída de presión y temperatura por efectos de interacción con la tubería y/o el medio.

Figura 20.

Perfiles en tres dimensiones de presión, temperatura y velocidad para el transporte de la mezcla metano/hidrogeno al 10% v/v



5.5 Validación modelo de transporte de hidrógeno

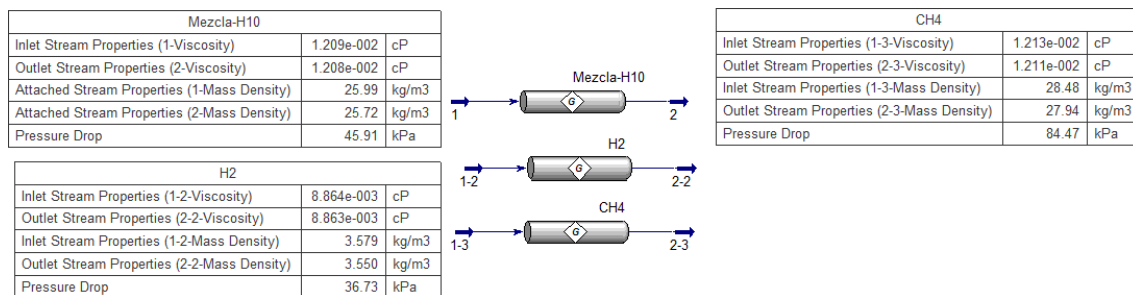
Para la validación se evaluaron los resultados del modelado en Comsol respecto a la modelación en Hysys, de tal forma que se obtuvo una comparación de dos softwares de los

tres posibles casos de estudio (i.e., metano, hidrógeno y su mezcla), con el fin de identificar los aspectos del modelo en Comsol que podrían ser mejorados configuraciones, para llegar a obtener un modelo que prediga muy bien no solo los aspectos macroscópicos del proceso, tales como las pérdidas energéticas, sino el comportamiento del hidrógeno junto con otros componentes como el gas natural con el propósito de su transporte, y así poder cuantificar el rendimiento real de un posible sistema de exportación de hidrógeno.

En la Figura 21 se muestran los tres tubos modelados para simular el transporte de los tres flujos: metano, hidrógeno y su mezcla. Una de las principales diferencias entre los parámetros ingresados en Hysys respecto a los de Comsol es el tipo de tubería, ya que Hysys no cuenta en gasoductos como el de Ballena-Palomino, por lo que se escogió una tubería con los parámetros más parecidos (i.e., acero comercial de 20 in y cédula 40). Además, se incluye la diferencia de elevación entre la estación Ballenas y el punto del gasoducto más cercano a Puerto Brisa, que es de 6 m. Adicionalmente, las densidades de los gases difieren levemente, debido principalmente a los diferentes modelos termodinámicos.

Figura 21.

Modelo de transporte en Hysys



Es una realidad que cada software presenta ventajas y desventajas, por ejemplo, Hysys permitía de manera más sencilla incluir la elevación del terreno pero Comsol tiene

módulos, físicas que pueden analizar los perfiles más a fondo, la interacción entre la tubería y el fluido, además de incluir la transferencia de calor tal como fue considerado. Si bien se observaron diferencias considerables en las caídas de presión, éstas son producto de los métodos de solución de cada programa, de las diferencias en ciertos parámetros como densidades, diámetro de tubería y velocidades. En la Figura 21 se incluyen las principales características encontradas en la simulación. En general, los datos obtenidos no difieren mucho de los resultados de COMSOL. Por ejemplo, las diferencias entre las caídas de presión y velocidades obtenidas entre ambos modelos para la mezcla metano/hidrógeno al 10% v/v se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2.

Comparación de los principales resultados del modelado en Comsol y Hysys

	ΔP (Pa) @ 94 km		v(m/s)		%Error	
	HYSYS	COMSOL	HYSYS	COMSOL	ΔP	v
Mezcla	175200	182144.8	2.4	2.27	4.0	5.42

En la Tabla 2 se aprecia que las magnitudes de las variables arrojadas por ambos modelos son similares, con errores que se encuentran alrededor del 5%, lo cual es muy bajo para las diferencias de los modelos. Esto sugiere que la diferencia entre de los aspectos elevación, propiedades del fluido, propiedades de la tubería, la estrategia de la transferencia de calor y los métodos de solución se compensan produciendo similares resultados.

Por consiguiente, se puede concluir que los resultados de ambos modelos pueden ser usados para la proyección de la estimación de la capacidad de transporte de hidrógeno en las condiciones determinadas en el presente trabajo, y para los dos escenarios de transporte planteados: el escenario realista del 10% v/v de hidrógeno con gas natural en el gasoducto actual o 100% de hidrógeno que implicaría cambiar el material del gasoducto para evitar

problemas como la fragilización por hidrógeno (Qayyum et al., 2024). La Tabla 3 muestra los cálculos de hidrógeno que se pueden mover en un año de transporte.

Tabla 3.

Capacidad de transporte de hidrógeno

	Transporte de H₂ (kt/año)	Cubrimiento exportación (%)
Gas Natural-10% de H₂	4.6	0.5%
Hidrógeno	82.6	9.3%

En la Tabla 3 se observa que con el 10% de transporte apenas se pueden mover menos de 5 kt/año de hidrógeno, que corresponden a menos del 1% del hidrógeno de exportación. Por su parte, con un gasoducto dedicado al hidrógeno se puede llegar a cubrir casi el 10% de la demanda de exportación. Esto sugiere que se debe realizar un análisis mucho más profundo que implique no solo la capacidad del transporte, sino también los costos que implica cada escenario, para una posible implementación. En efecto, un nuevo gasoducto para hidrógeno supone grandes inversiones en nuevas tuberías, mientras que el uso de infraestructura instalada supone menos cantidad vendida de hidrógeno, además de ciertos requerimientos adicionales como los costos de equipo de separación.

6 Conclusiones

Para cumplir con las metas proyectadas en la Hoja de Ruta del hidrógeno en Colombia y con el fin de garantizar un volumen de exportación, así como satisfacer la demanda nacional, en el país se deben implementar proyectos de diversas índoles. Uno de estos casos es la producción a partir de recursos naturales costa afuera, como el viento en altamar. En particular, se pudo observar que Colombia cuenta con potenciales importantes de este recurso en la costa norte del país, que coincide con la presencia de infraestructura importante como

producción de hidrocarburos y puertos, lo que permite ser aprovechada en procesos de transición energética. En particular, se encontró la posibilidad de reutilizar la infraestructura ya instalada desde Chuchupa A -Ballenas-Palomino para llevar hidrógeno hasta Puerto Brisa y permitir una exportación para mercados internacionales.

En efecto, se determinó la configuración de la tubería junto con los parámetros necesarios para alimentar el software COMSOL tales como tipo de material, dimensiones, fluidos y accesorios, entre otros. Con ello fue posible realizar el modelado y simulación del transporte para tres escenarios que incluyen una línea base de gas natural (simulado a partir de metano), un escenario de hidrógeno puro y uno de la mezcla metano hidrógeno al 10% v/v. Por ende, se logró estimar las pérdidas energéticas (térmicas y mecánicas) para los 94 kilómetros de gasoducto, acompañado de la construcción de perfiles radiales y longitudinales de la velocidad, presión y temperatura.

Finalmente, al comparar los resultados con los obtenidos en otro modelo en Hysys se pudo observar bajas discrepancias entre los dos enfoques, permitiendo obtener las pérdidas mecánicas y térmicas, así como el comportamiento de los fluidos para determinar la capacidad de transporte de hidrógeno en este sistema. En particular, se obtuvieron coberturas de <1% y ~10% de la cantidad neta de hidrógeno para exportación proyectado para el 2050 con el uso del gasoducto actual y apenas el 10% de hidrógeno y con un nuevo gasoducto dedicado al transporte de hidrógeno, respectivamente.

7 Recomendaciones

Para futuras investigaciones con tal de seguir ampliando los conocimientos sobre el transporte de hidrógeno para el caso colombiano se debe realizar un estudio económico en el que se incluyan aspectos de generación in situ y el sistema de separación de hidrógeno. Esto

permite realizar una simulación que incluya todas las variables, características como las válvulas de estancamiento, los perfiles de inclinación, el intercambio de calor con la tubería así como otras configuraciones de mezcla para evaluar el porcentaje máximo de hidrógeno transportado.

Adicionalmente, se sugiere evaluar la interacción entre las mezclas y el material de la tubería API 5L X60 el cual está en la biblioteca de Comsol como el comportamiento de cada equipo, con el fin de evidenciar efectos del hidrógeno en la tubería.

Referencias

- ANH (2024). *GEOVISOR ANH v3.1*. <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>
- ASCOMINT S.A.S. (2024). ★ *TOP 5 de Rutas marítimas de comercio desde Colombia*. Retrieved August 11, 2024, from <https://www.ascomintltda.com/principales-5-rutas-maritimas-desde-colombia/>
- Burgers, I., Dehdari, L., Xiao, P., Li, K. G., Goetheer, E., & Webley, P. (2022). Techno-economic analysis of PSA separation for hydrogen/natural gas mixtures at hydrogen refuelling stations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(85), 36163–36174. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2022.08.175>
- Carlos Márquez, J., & López-Victoria, M. (2010). *SEABIRDS ON THE GAS EXTRACTION PLATFORMS OF CHUCHUPA, GUAJIRA, COLOMBIA*. <http://www.sao.org.co/boletinsao.html>|Diciembre/
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2020). *Mecánica de Fluidos: Fundamentos y Aplicaciones* (4 ed). McGraw Hill.
- COMSOL - *Software for Multiphysics Simulation*. (n.d.). Retrieved March 9, 2025, from <https://www.comsol.com/>
- COMSOL Multiphysics Reference Manual*. (1998). www.comsol.com/blogs
- Cuatro indicadores clave del cambio climático batieron récords en 2021 | Organización Meteorológica Mundial*. (n.d.). Retrieved March 22, 2025, from <https://wmo.int/es/news/media-centre/cuatro-indicadores-clave-del-cambio-climatico-batieron-records-en-2021>
- Díaz, C. D. P., Hoyos, C. C. M., Páez, E. G. M., & Martín, C. A. G. (2022). Wind Potential as an Opportunity for Energy Transition in Oil and Gas Industry: Colombian Caribbean Offshore Case of Study. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*.

<https://doi.org/10.4043/31911-MS>

GEBCO - *The General Bathymetric Chart of the Oceans*. (n.d.). Retrieved March 22, 2025, from <https://www.gebco.net/>

Genovese, M., Pagnotta, L., Piraino, F., & Fragiaco, P. (2024). Fluid-dynamics analyses and economic investigation of offshore hydrogen transport via steel and composite pipelines. *Cell Reports Physical Science*, 5(4), 101907. <https://doi.org/10.1016/J.XCRP.2024.101907>

GIS PLUS. (2021, October 6). *Evolución del sistema de transporte de gas*. <https://storymaps.arcgis.com/stories/63044888db8a42559efdee0f0ac2ded5>

Global Wind Atlas. (2024). <https://globalwindatlas.info/es/area/Colombia>

Hafsi, Z., Elaoud, S., & Mishra, M. (2019). A computational modelling of natural gas flow in looped network: Effect of upstream hydrogen injection on the structural integrity of gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 64, 107–117. <https://doi.org/10.1016/J.JNGSE.2019.01.021>

Hassan, Q., Algburi, S., Sameen, A. Z., Jaszczur, M., Salman, H. M., Mahmoud, H. A., & Awwad, E. M. (2024). Saudi Arabia energy transition: Assessing the future of green hydrogen in climate change mitigation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 55, 124–140. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2023.11.117>

Hassan, Q., Sameen, A. Z., Salman, H. M., Jaszczur, M., & Al-Jiboory, A. K. (2023). Hydrogen energy future: Advancements in storage technologies and implications for sustainability. *Journal of Energy Storage*, 72, 108404. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2023.108404>

- Li, G., Du, M., Wang, J., Huang, G., & Ma, L. (2023). Effect of hydrogen on pitting corrosion of 2205 duplex stainless steel under alternating dry/wet marine environment. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(47), 17983–17994. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2023.01.210>
- Mapa de petróleo y gas | El Portal Energético para América Latina. (2024). <https://portalenergetico.org/es/oil-gas-map/>
- MINMINAS. (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. *Ministerio de Minas y Energía*, 1–64. https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf
- MINMINAS. (2023). *Escenarios nacionales de la Transición Energética Justa*. <https://www.hidrogenocolombia.com/wp-content/uploads/2023/10/Escenarios-Nacionales-Transicion-Energetica-Justa.pdf>
- Problemas comunes relacionados con la seguridad del hidrógeno comprimido - Atlas Copco Ecuador*. (n.d.). Retrieved April 9, 2025, from <https://www.atlascopco.com/es-ec/compressors/wiki/compressed-air-articles/compressed-hydrogen-safety-concerns>
- Proyectos ANI - Modo Portuario | Portal ANI*. (n.d.). Retrieved August 7, 2024, from <https://www.ani.gov.co/proyectos-ani-modo-portuario>
- Qayyum, F., Umar, M., Dölling, J., Guk, S., & Prah, U. (2024). Mechanics of New-Generation Metals and Alloys. *Comprehensive Mechanics of Materials*, 31–57. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90646-3.00020-4>
- Raj, A., Larsson, I. A. S., Ljung, A. L., Forslund, T., Andersson, R., Sundström, J., & Lundström, T. S. (2024). Evaluating hydrogen gas transport in pipelines: Current state of numerical and experimental methodologies. *International Journal of Hydrogen*

Energy, 67, 136–149. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2024.04.140>

Rodríguez-Fontalvo, D., Quiroga, E., Cantillo, N. M., Sánchez, N., Figueredo, M., & Cobo, M. (2023). Green hydrogen potential in tropical countries: The colombian case. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2023.03.320>

Sdanghi, G., Maranzana, G., Celzard, A., & Fierro, V. (2019). Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102, 150–170. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2018.11.028>

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. (n.d.). *Banco de Información Petrolera*. Retrieved August 11, 2024, from https://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/GEOVISOR_BIP/

Umuteme, O. M. (2020). Computational Fluid Dynamics (CFD) Transient Pressure and Temperature Simulation of a Natural Gas– Hydrogen Gas Blend Transportation Pipeline. *International Journal of Innovative Research and Development*, 9(6). <https://doi.org/10.24940/ijird/2020/v9/i6/jun20056>

Y J Çengel Cimbala. (2018). *Mecánica de fluidos: fundamentos y aplicaciones*. McGraw-Hill.

Yang, Y., Lo, R. C., Mendez, S., Rahai, H., & Christian Charco, B. (2022). *MIXING NATURAL GAS AND HYDROGEN STREAMS USING*.

Apéndices

Apéndice A.

Uso de COMSOL para el transporte de fluidos

Para la construcción del modelo fue necesario el uso de las físicas como flujo turbulento, transporte de especies diluidas y flujo en tubería cuyos modelos ya establecidos junto con la utilización de Hysys para validar los resultados se obtuvieron los perfiles de presión, velocidad y temperatura. A su vez se realizaron diferentes corridas tanto para metano, hidrógeno y la mezcla al 10%.

Como parámetros de entrada de la tubería se utilizaron el diámetro de la tubería junto con la rugosidad utilizando el modelo Churchill mientras que para los parámetros del fluido se estableció la velocidad de entrada, la densidad y viscosidad dinámica.

Una vez teniendo claro la herramienta de simulación más adecuada, se procede a la adaptación y construcción del modelo utilizando (*COMSOL - Software for Multiphysics Simulation*, n.d.) puesto que se concibe como un software multipropósito, con capacidad para resolver geometrías en 2D y 3D utilizando módulos especializados en resolver problemas de electromagnetismo, mecánica estructural, acústica, flujo de fluidos, transferencia de calor e ingeniería química ya sea en estado estacionario o transitorio.

Para la construcción del modelo se siguió una serie de pasos, comenzando por la selección de modelo en blanco para poder ingresar a la interfaz en donde se escoge el componente que hace referencia al número de dimensiones a trabajar, si bien se comenzó con una simulación en tres dimensiones se optó por realizarlo en dos debido al costo computacional y a los estudios comparados (Yang et al., 2022). Posteriormente, se seleccionaron las interfaces físicas, que se definen como el conjunto de nodos, configuraciones y modelos ya establecidos

con el fin de facilitar la resolución de ecuaciones parciales u ordinarias (*COMSOL Multiphysics Reference Manual*, 1998). Por ende, como es intuitivo se usaron el flujo de fluidos y el transporte de especies químicas junto con las físicas especiales, como el transporte de especies diluidas puesto que se asume que no hay reacción y el metano esta en mayor proporción, junto el modelo de flujo turbulento para obtener la hidrodinámica con sus respectivos perfiles de velocidad y presión, además de *Química* para agregar los componentes restantes.

Construcción del modelo en Comsol Multiphysics.

