

Factibilidad en Colombia del transporte de gas natural  
por medio de hidratos

Laura Vanessa Castro Carmona y Anyul Pilar Rodríguez Cañarete

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniera de Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

Ph.D en Ingeniería Petrolera

Codirector

Nicolás Pachón Cabrera

Magister en Ingeniería de gas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

## Dedicatoria

*Quiero dedicar este trabajo a mis padres quienes fueron y serán siempre un pilar importante en mi vida, por su infinito amor, dedicación y apoyo en todas las etapas de mi vida, por ayudarme alcanzar un logro más y por inculcar en mí que Dios está conmigo en todo momento.*

*A mis hermanos Ronnie y Diego, quienes con su cariño y apoyo incondicional hicieron de mí una persona perseverante.*

*En general a toda mi familia por encomendarme a Dios desde la distancia y porque han estado para mí en todo momento.*

*Finalmente, a mis amigos y compañeros de estudio, Y por último y no menos importantes a mi abuelito (Q.E.P.D), esto es por ti.*

LAURA CASTRO

## Dedicatoria

*Inmensamente agradecida con Dios por estar presente en mi vida, por la oportunidad que me ha dado de ser una profesional, de poder superarme y de la fortaleza que me da día a día para luchar por mis sueños a pesar de la adversidad, dedico este logro a Él primeramente.*

*A mis padres; Eugenio y Carolina, mi mamá que dedicó toda su vida a sus hijos, que fue mi apoyo incondicional en este camino; cuidando a mi hija mientras yo hacía mi carrera universitaria, dándome ánimos cada vez que las cosas se ponían difíciles y recalcándome siempre que yo era capaz. Y a mi papá que trabajó toda su vida para sacarnos adelante y nos enseñó a ser personas de bien que aportaran a la sociedad.*

*A mi hija, por ser mi motor e impulso de superación, por ser esas ganas de luchar día a día por un mejor futuro, porque es la mayor bendición que he tenido en mi vida. A mi compañero de vida, John, por apoyarme en todo este proceso, por apoyar mis sueños e iniciativas y enseñarme lo fuerte que he llegado a ser.*

*A mis hermanos Sandra y Eugenio Andrés, han sido un apoyo toda mi vida, me han cuidado y acompañado por ser mis hermanos mayores. Los amo.*

PILAR RODRIGUEZ

### Agradecimientos

A nuestra alma Mater la Universidad Industrial de Santander que nos acogió como sus estudiantes y en donde pudimos cumplir nuestro sueño de ser ingenieras y a todos nuestros profesores que aportaron a nuestro proceso como profesionales y como personas de beneficio para la sociedad nuestro infinito agradecimiento.

Agradecemos a nuestras familias que fueron clave en este proceso de formación entregándonos su apoyo incondicional, a nuestros compañeros y amigos con quienes compartimos momentos agradables y vivencias enriquecedoras en nuestro paso por la universidad.

Finalmente, nuestro sincero agradecimiento a nuestro director de proyectos; el Ingeniero Emiliano Ariza por toda su colaboración en la elaboración de nuestro proyecto de grado.

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	15
1. Objetivos .....	16
1.1 Objetivo general .....	16
1.2 Objetivos específicos .....	16
2. Fundamentos del gas natural .....	17
2.1 Gas natural .....	17
2.2 Gas natural en Colombia .....	17
2.3 Cadena de valor del gas natural en Colombia .....	18
2.3.1 Exploración .....	18
2.3.2 Producción .....	18
2.3.3 Tratamiento .....	18
2.3.4 Transporte .....	19
2.4 Reservas de gas natural en Colombia .....	19
2.5 Producción de gas natural 2019-2028 .....	21
2.5.1 Producción de gas natural por cuenca .....	22
2.6 Transporte de gas natural en Colombia .....	23
2.7 Hidratos de gas natural – GNH .....	24

---

2.7.1 Historia de los hidratos de gas .....	24
2.7.2 Descripción de los hidratos de gas natural.....	25
2.7.3 Tipos de hidratos.....	27
2.7.4 Propiedades de los hidratos de gas natural .....	30
2.7.5 Parámetros volumétricos.....	34
2.7.6 Condiciones de formación de los hidratos .....	36
2.7.7 Inhibición de hidratos de gas .....	37
3. Antecedentes del transporte de gas natural por medio de hidratos.....	38
3.1 Recopilación y análisis del material bibliográfico existente acerca de la historia y de las tecnologías aplicadas en el transporte de gas natural a nivel mundial y nacional .....	38
3.2 Recopilación y análisis de información acerca de los proyectos realizados implementando el transporte de gas por medio de hidratos .....	39
3.3 Análisis del panorama colombiano en las tecnologías utilizadas para el transporte de gas natural .....	39
3.4 Análisis técnico para la implementación de la nueva tecnología en Colombia de transporte de gas por medio de hidratos .....	39
3.5 Análisis económico de la implementación de la nueva tecnología.....	39
3.6 Evaluación de costos en la implementación de la nueva tecnología en comparación con las tecnologías existentes.....	40
4. Tecnologías utilizadas para el transporte de gas natural.....	40
4.1 Transporte de gas natural por gasoductos.....	42

---

4.2. Transporte de gas natural licuado (GNL) .....	44
4.2.1 Características del gas natural licuado .....	44
4.2.2 Cadena de valor del GNL .....	44
4.2.3 Comercio del gas natural licuado.....	46
4.3 Transporte de gas natural comprimido. ....	46
4.3.1 Etapas para obtener GNC.....	47
4.3.2 Proyectos de GNC en colombia.....	49
5. Una alternativa al transporte de gas natural: GNH - Hidratos de Gas Natural .....	50
5.1. Transporte de gas natural mediante hidratos .....	51
5.2. Antecedentes .....	52
5.3 Etapas en la producción de GNH.....	53
5.3.1 Producción .....	54
5.3.2 Almacenamiento y transporte .....	55
5.3.4 Regasificación.....	57
5.4 Disociación del Hidrato .....	58
5.5 Perspectiva económica de HGN .....	59
5.5 Otras aplicaciones para el GNH.....	61
5.5.1 Almacenamiento del gas .....	62
5.5.2 Acondicionamiento del gas natural.....	62
5.5.3 Recuperación de compuestos orgánicos volátiles (VOC).....	62

---

5.5.4 Disposición del dióxido de carbono ( <i>CO2</i> ).....	63
6. Proyectos en Colombia para importar, exportar y transportar internamente gas natural .....	65
6.1 Proyectos de GNL.....	65
6.1.1 Primera regasificadora de GNL en Colombia.....	66
6.1.2 Funcionamiento de la terminal de regasificación .....	67
6.1.3 Plantas de licuefacción de jobo – CANACOL ENERGY LTDA.....	68
6.1.4 Terminal de regasificación de GNL en Barú, Cartagena.....	70
6.2 Gasoducto binacional Colombia- Venezuela.....	72
6.3 Descubrimiento de gas en el caribe colombiano, expectativas y resultados.....	74
6.3.1 Orca.....	75
6.3.2 Gorgon-1 .....	75
6.3.3 Purple Angel .....	76
6.4 Obras de infraestructuras propuestas en Colombia para el transporte interno de gas natural	79
6.5 Proyectos potenciales de GNH alternativos al GNL.....	82
7. Análisis técnico-económico de GNH para posible aplicación en Colombia .....	84
7.1 CAPEX .....	86
7.2 Tasa interna de retorno TIR .....	89
7.3 Calculo del VAN.....	92
7.4 Análisis técnico-económico GNL comparativo.....	93
7.5 Ratio de rentabilidad de ventas .....	96

8. Conclusiones ..... 98

9. Recomendaciones ..... 100

Referencias Bibliográficas ..... 101

**Lista de figuras**

	<b>Pág.</b>
<i>Figura 1.</i> Reservas probadas de gas en Colombia.....	20
<i>Figura 2.</i> Reservas probadas de gas por departamento .....	20
<i>Figura 3.</i> Estimación de producción de gas natural del 2019 al 2028 por componente.....	22
<i>Figura 4.</i> Estimación de producción de gas natural por cuencas de 2019 a 2028.....	23
<i>Figura 5.</i> Ejemplo de muestras de hidratos de gas .....	25
<i>Figura 6.</i> Estructura de los hidratos de gas.....	26
<i>Figura 7.</i> Tipos de estructura de los hidratos .....	28
<i>Figura 8.</i> Estructuras cristalinas de hidrato de gas tipo I .....	28
<i>Figura 9.</i> Estructuras cristalinas de hidratos de gas tipo II.....	29
<i>Figura 10.</i> Estructuras cristalinas de hidrato de gas tipo H.....	30
<i>Figura 11.</i> Infraestructura gasista en Colombia .....	43
<i>Figura 12.</i> Cadena de valor del GNL .....	45
<i>Figura 13.</i> Proceso de licuefacción del gas natura .....	45
<i>Figura 14.</i> Etapas de obtención del GNC.....	47
<i>Figura 15.</i> Proceso de compresión del gas natural.....	47
<i>Figura 16.</i> Presión de GNC según su finalidad .....	49
<i>Figura 17.</i> Municipios GNC ALCANOS S.A. E.S.P.....	50
<i>Figura 18.</i> Etapas del proceso producción, transporte y regasificación del GNH .....	54
<i>Figura 19.</i> Proceso de producción HGN .....	55

<i>Figura 20.</i> Evaluación comparativa de las distintas tecnologías y opciones de transporte de gas natural .....	57
<i>Figura 21.</i> Proceso de regasificación del HGN.....	58
<i>Figura 22.</i> Región de estabilidad de un hidrato en función de la presión y la temperatur .....	59
<i>Figura 23.</i> Aplicaciones potenciales de los hidratos de gas .....	60
<i>Figura 24.</i> Recursos de hidratos de gas .....	61
<i>Figura 25.</i> Mapa de ubicación de campos en Irán.....	64
<i>Figura 26.</i> Estación de regasificación den Cartagena .....	66
<i>Figura 27.</i> Proceso de regasificación de GNL.....	67
<i>Figura 28.</i> Planta de producción de GNL en fase de construcción .....	69
<i>Figura 29.</i> Buque-perforador-Bolette-Dolphin .....	77
<i>Figura 30.</i> Ubicación de grandes hallazgos en el caribe colombiano .....	78
<i>Figura 31.</i> Opciones geográficas de importación de gas natural evaluadas para el año .....	80
<i>Figura 32.</i> Transporte de gas natural hidratado con estaciones regasificadoras .....	83
<i>Figura 33.</i> Esquema del proceso de producción de hidratos de gas.....	86
<i>Figura 34.</i> Población colombiana sin acceso a gas natural .....	89
<i>Figura 35.</i> Nano estaciones Cryobox® de GNL Galileo.....	94

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Densidad de los hidratos a 0° C</i> .....	31
Tabla 2. <i>Masa molecular de los hidratos</i> .....	32
Tabla 3. <i>Entalpía de fusión de hidratos</i> .....	33
Tabla 4. <i>Capacidad calorífica de hidratos</i> .....	34
Tabla 5. <i>Países importadores y exportadores de gas natural en el mundo</i> .....	41
Tabla 6. <i>Tipos de transporte de gas natural en Irán</i> .....	65
Tabla 7. <i>Descripción del proceso regasificación Barú, Cartagena</i> .....	71
Tabla 8. <i>Acuerdos del pacto binacional</i> .....	73
Tabla 9. <i>Resumen de obras de Infraestructura Propuestas</i> .....	81
Tabla 10. <i>Costo de una planta de producción y regasificación de hidratos de gas</i> .....	85
Tabla 11. <i>Costos aproximados del capital de inversión</i> .....	88
Tabla 12. <i>Flujos de ingresos</i> .....	91
Tabla 13. <i>Estimaciones de TIR</i> .....	91
Tabla 14. <i>Valor actual neto del proyecto</i> .....	93
Tabla 15. <i>Costos de una planta de licuefacción y regasificación de GNL</i> .....	95
Tabla 16. <i>TIR de un proyecto de GNL</i> .....	95
Tabla 17. <i>Valor neto actual de un proyecto de GNL</i> .....	96
Tabla 18. <i>Cuadro comparativo de tecnologías para el transporte de gas natural</i> .....	97

## Resumen

**Título:** Factibilidad en Colombia del transporte de gas natural por medio de hidratos\*

**Autores:** Laura Vanessa Castro Carmona, Anyul Pilar Rodríguez Cañarete\*\*

**Palabras clave:** Hidratos, Gas Natural, Transporte, Gnl, Energía, Gnh

**Descripción:** El presente trabajo de grado es un estudio documental que tiene como propósito en primera parte, describir los procesos de transporte del gas natural teniendo en cuenta las distintas formas de almacenamiento de éste, teniendo en cuenta las tecnologías ya existentes para este propósito y cómo influyen en la economía mundial.

En segundo lugar, este trabajo tiene como finalidad recopilar información necesaria para contextualizar y soportar las condiciones en las que se hace favorable realizar un transporte de gas por medio de hidratos, analizar las ventajas de los hidratos de gas y cómo podemos aprovechar este fenómeno para llevar a través de largas distancias un gas explosivo de manera segura.

Finalmente, se realizó un estudio económico, con la finalidad de analizar la viabilidad de la implementación de este método en un escenario aquí propuesto. De este estudio económico se logró concluir que un proyecto de transporte de gas a través de hidratos tiene grandes ventajas, pero económicamente no se hace viable su implementación en el país; debido a los altos costos de inversión y operación.

---

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ph.D Emiliano Ariza León en Ingeniería Petrolera. Codirector: M.Sc Nicolas Pachón Cabrera

### Abstract

**Title:** Feasibility in Colombia of the transportation of natural gas by means of hydrates\*

**Authors:** Laura Vanessa Castro Carmona, Anyul Pilar Rodríguez Cañarete\*\*

**Keywords:** Hydrates, Natural Gas, Transport, Lng, Energy, Gnh

**Description:** The present degree thesis is a documentary study whose purpose is, in the first part, to describe the natural gas transportation processes taking into account the different ways of storing it, taking into account the existing technologies for this purpose and how they influence the worldwide economy.

Secondly, this work aims to collect the necessary information to contextualize and support the conditions in which it is favorable to carry out gas transport by means of hydrates, analyze the advantages of gas hydrates and how we can take advantage of this phenomenon to carry over long distances an explosive gas safely.

Finally, an economic study was carried out, in order to analyze the feasibility of the implementation of this method in a scenario proposed here. From this economic study, it was possible to conclude that a project to transport gas through hydrates has great advantages, but its implementation in the country is not economically viable; due to high investment and operating costs.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Ph.D Emiliano Ariza León in Petroleum Engineering Co-director: M.Sc Nicolas Pachón Cabrera,

## Introducción

El gas natural es una fuente de energía no renovable que en los últimos años ha tomado mayor relevancia, ya que su consumo ha incrementado a nivel mundial. Este consumo se ha hecho indispensable tanto a nivel residencial como a nivel industrial, es por esto que, su transporte es uno de los retos de gran impacto en el sector del petróleo y gas, un reto que conlleva enviar este recurso desde su lugar de explotación hasta el lugar de consumo bien sea dentro del mismo país de explotación o exportarlo a otros países no productores o no autosuficientes en su producción.

En Colombia, el gas natural es transportado como GNL (gas natural licuado) y GNC (gas natural comprimido), a través de líneas de tuberías (gasoductos) y carrotanques, siendo el GNC la tecnología de transporte más utilizada en Colombia. La búsqueda de nuevas alternativas de transporte al GNL que sean más competitivas, eficientes y seguras, llena la necesidad de abastecer de gas natural las zonas que no están interconectadas al Sistema Nacional de Transporte - SNT.

Esta investigación se realizó con el propósito de estudiar otros métodos de transporte de gas natural y su aplicabilidad en Colombia, esto con la finalidad de hacer más fácil el suministro de este producto a lugares donde los métodos convencionales de transporte de gas no logran cubrir la demanda debido a su localización. Durante la investigación se logran identificar las cadenas de valor de los métodos ya existentes en el país y con esto se proponen varios escenarios donde se pueda aplicar el transporte de gas por medio de hidratos de gas, teniendo en cuenta que en el país se cuenta con planta de regasificación, lo que representa una condición favorable para la implementación de esta tecnología.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo general

Evaluar la factibilidad en Colombia del transporte de gas natural por medio de hidratos.

### 1.2 Objetivos específicos

Revisar en la literatura acerca de las tecnologías existentes para el transporte de gas natural en buques y sus resultados.

Analizar los proyectos de GNL existentes en Colombia para importar o exportar gas natural.

Evaluar las condiciones técnicas y económicas para la posible implementación de un proyecto en Colombia de transporte de gas por medio de hidratos (GNH) comparado con el GNL.

## 2. Fundamentos del gas natural

### 2.1 Gas natural

El Gas Natural es un hidrocarburo compuesto principalmente por metano, pero también por pequeñas proporciones de nitrógeno, etano, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos pesados (REF). La historia del gas Natural se remonta a los años 2000 antes de cristo, donde se descubrió por primera vez yacimientos de este hidrocarburo en Irán y la primera perforación se realizó en China en los años 125 antes de cristo. Probablemente este descubrimiento se llevó a cabo por las búsquedas que en ese entonces se realizaban de petróleo crudo, ya que lo utilizaban para la elaboración de medicamentos, cosméticos etc.

Hacia el 1660 se hacen registros acerca del gas natural en el Reino Unido y a pesar de su poder energético era mayor la dificultad de transportarlo, es por ello que hasta finales del siglo XVIII los usos industriales de este hidrocarburo.

Fue hasta el año 1821 que por primera vez se transportó el gas natural mediante conducciones de cobre hasta los consumidores domésticos en New York, muchos problemas operacionales causados por la corrosión que producía el gas por estos transportes condujeron a la fabricación de lo que actualmente se conoce como Gasoductos.

### 2.2 Gas natural en Colombia

El conocimiento del gas natural en Colombia se tiene desde que se descubrieron los primeros campos del departamento de Santander. Inicialmente el gas asociado era quemado en las teas donde se llevaba a cabo la explotación y a partir de los años 1961 se prohibió este tipo de actividades a través de la Ley 10 de 1961 y actualmente se ratifica en el decreto 926 del 01 de junio de 2017, ya que se tomó conciencia del valor de este hidrocarburo.

Surge la necesidad de abastecer al país y es en el año 1992 que la “Comisión Nacional de Energía” aprueba el sistema de transporte separándolo en: Troncal, subsistemas y distribución para garantizar el suministro a los usuarios. Las empresas más importantes encargadas del transporte, comercialización etc. en Colombia son: Promigas, Ecopetrol, entre otras.

### **2.3 Cadena de valor del gas natural en Colombia**

En Colombia se cuenta con varios campos de producción de gas natural, las cuencas más importantes y con mayor producción son: la cuenca de la Guajira y la cuenca de los llanos orientales. El transporte desde el lugar de producción hasta los centros de distribución y usuarios se realiza a través de tuberías (Gasoductos) y carrotanques.

#### ***2.3.1 Exploración***

En esta fase se incluyen los estudios cartográficos, geofísicos, sondeos de prospección y pruebas para una perforación positiva.

#### ***2.3.2 Producción***

En esta fase se requiere de una infraestructura y componentes necesarios para llevar a cabo el proceso de producción del Gas Natural. Algunas dotaciones son: los pozos de desarrollo, equipos de perforación, equipos de facilidades de superficie, etc.

#### ***2.3.3 Tratamiento***

Una vez el Gas Natural esté en cabeza de pozo, a través de los equipos de facilidades de superficie se somete al tratamiento necesario, es decir eliminar las impurezas como agua (H<sub>2</sub>O), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), helio (He) y sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S); cumpliendo con las especificaciones de calidad para el transporte de gas natural presente en el Reglamento Único de Transporte - RUT.

### **2.3.4 Transporte**

En esta fase, el Gas Natural es transportado hasta los centros de distribución por medio de gasoductos, carrotanques, barcos etc. para ser comercializado.

### **2.4 Reservas de gas natural en Colombia**

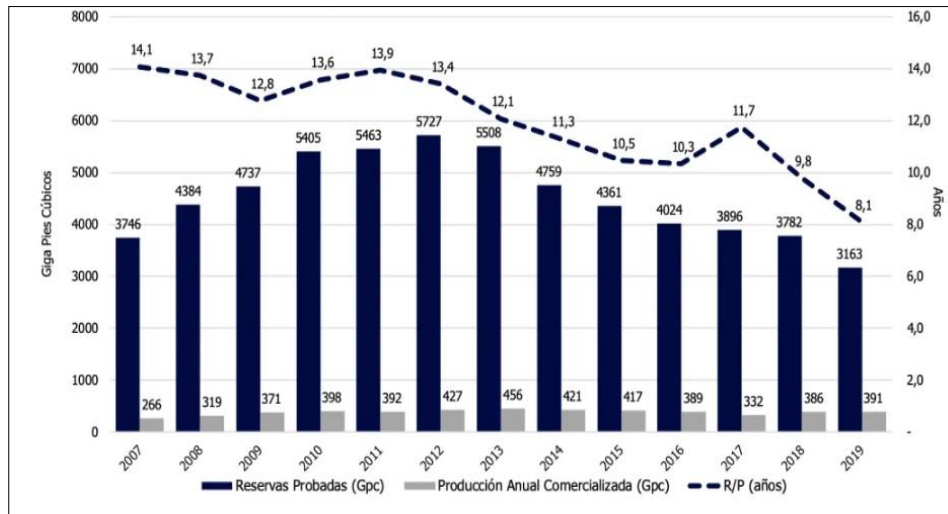
Teniendo en cuenta la información suministrada por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) al año 2019 se pudo contabilizar 3.163 tirapiés cúbicos (TPC) que corresponden a reservas probadas en el país. Del año 2018 al 2019 las reservas disminuyeron en un 16,369% aproximadamente y se calcula una relación reserva / producción de 8,1 años.

Los departamentos destacados con mayores reservas probadas de Gas Natural son: Casanare con 1.894.200.819 KPC (Miles de pies cúbicos), seguido el departamento de La Guajira con 436.033.000 miles de pies cúbicos y en tercer lugar el departamento de Córdoba con 300.630.455 miles de pies cúbicos.

En la figura 1 y 2 se presentan las reservas probadas de gas en Colombia hasta el año 2019.

**Figura 1**

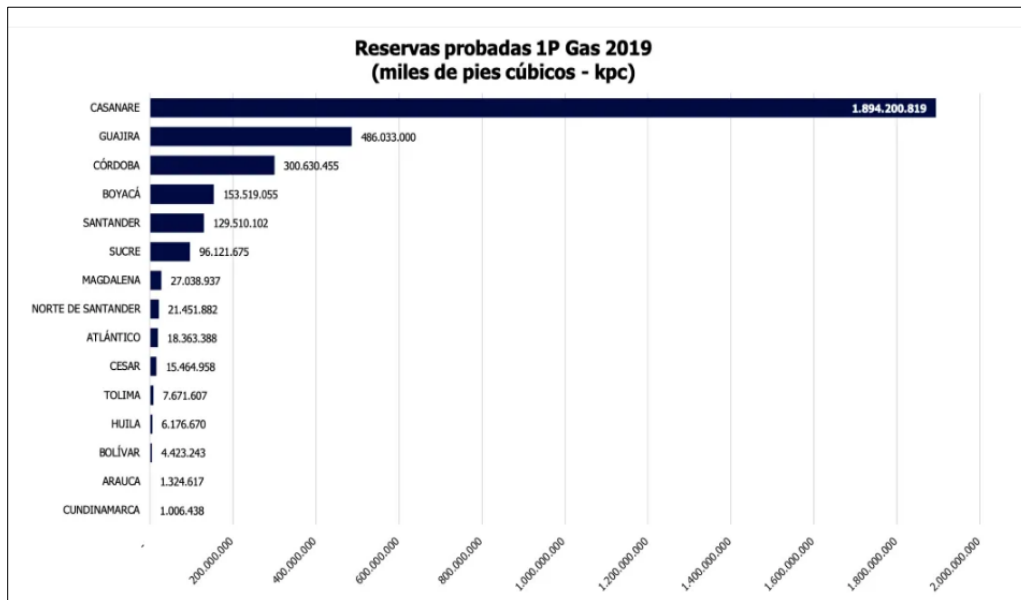
*Reservas probadas de gas en Colombia*



Nota. El gráfico representa la producción comercializada de gas (gpc) y R/P (años), histórico 2007 al 2019. Tomado de ANH <https://www.anh.gov.co/datos-estadisticas#Reservas>

**Figura 2**

*Reservas probadas de gas por departamento*



Nota. El gráfico representa las Reservas de gas por departamento. Tomado de ANH <https://www.anh.gov.co/datos-estadisticas#Reservas>

## 2.5 Producción de gas natural 2019-2028

La información de la producción en Colombia es obtenida por los productores y comercializadores de este hidrocarburo, el cual permite la realización del “Plan de abastecimiento de Gas Natural” y conocer el potencial de los campos productores del país. En la figura 3 es posible ver una estimación de producción de gas natural del 2019 al 2028 por componente.

El Ministerio de Minas y Energía, a través de la Resolución 31146 del 14 de junio de 2019, dio a conocer la declaración de producción para el periodo de tiempo del año 2019 hasta el 2028.

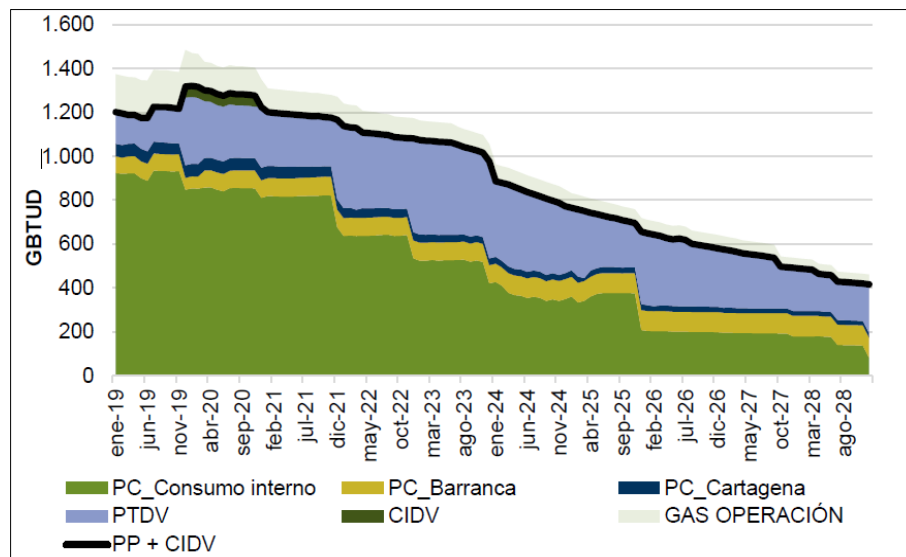
La declaración de producción se constituye por los siguientes parámetros:

- Producción comprometida de un productor (PC).
- Producción total disponible para la venta (PTDV).
- Cantidades importadas disponibles para la venta y consumo interno (CIVD).
- Gas de operación.
- Potencial de producción de gas natural de un campo determinado (PP).

En la Figura 3 se presenta una estimación de producción de gas natural entre los años 2019-2028 en Colombia.

**Figura 3**

*Estimación de producción de gas natural del 2019 al 2028 por componente.*



*Nota.* Tomado de: Unidad de Planeación Minero energética-UPME. (2020). Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural. (Pág 12). Recuperado de [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan\\_de\\_gas\\_documento\\_de\\_consulta.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_de_gas_documento_de_consulta.pdf)

### 2.5.1 Producción de gas natural por cuenca

Según lo declarado por el Ministerio de Minas y Energía las cuencas con mayor producción en los próximos 10 años son: Llanos Orientales con un aporte del 55.5%, Valle inferior del Magdalena con un aporte del 22% y la cuenca de La Guajira con un aporte del 10.3% aproximadamente, lo que equivale al 87.8% de la producción total de todas cuencas.

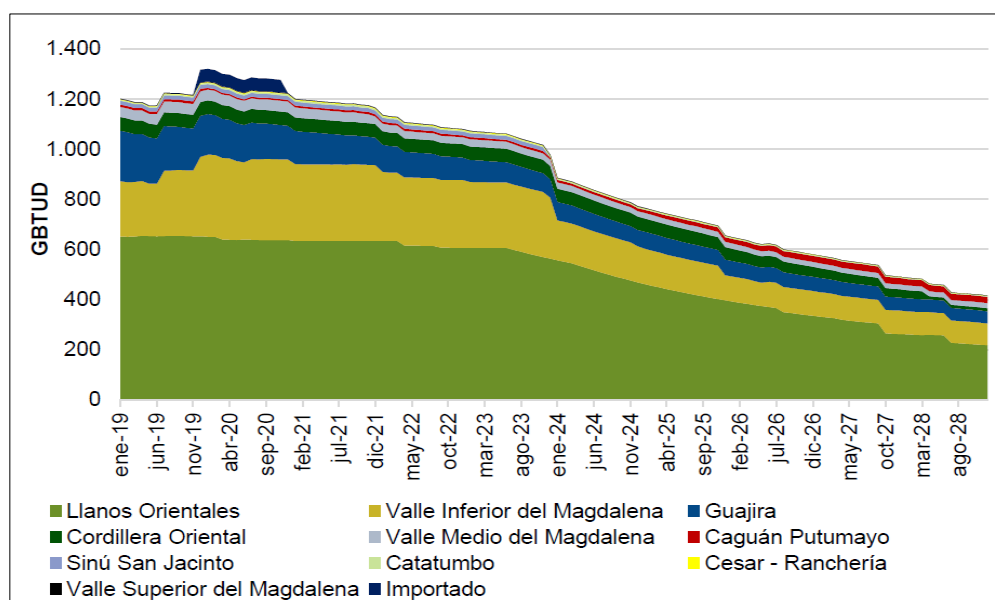
Su disminución en 10 años se verá afectada en cierto porcentaje, esto debido a la tasa de declinación de los campos correspondientes a cada cuenca, según los estudios realizados por la UPME. Entre enero de 2020 y diciembre del año 2023 en promedio por mes, hay 48 GTBU disponibles en la oferta esperada del 2019 en comparación con el año 2018. Esto se debe al aumento en el potencial de los campos Cupiagua de los Llanos Orientales y Nelson Ciénaga de

Oro, El Difícil y Clarinete todos esto del Valle Inferior Del Magdalena. En la figura 4 se logra observar una estimación de producción de gas natural por cuencas en 10 años.

En la Figura 4 se observa la estimación de producción de gas natural por cuencas en los desde 2019 a 2028 en Colombia.

#### Figura 4

Estimación de producción de gas natural por cuencas de 2019 a 2028



*Nota.* Tomado. Unidad de Planeación Minero energética-UPME. (2020). Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural. (Pág 12). Recuperado de [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan\\_de\\_gas\\_documento\\_de\\_consulta.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_de_gas_documento_de_consulta.pdf)

## 2.6 Transporte de gas natural en Colombia

En Colombia, el Gas Natural es transportado con condiciones específicas por medio de Gasoductos, una red de tubería que atraviesa casi todo el país por montañas, ríos y valles, interconectadas en puntos estratégicos y aumentando la presión para que el gas pueda ser

conducido por medio de estas. También es transportado por carrotanques hasta su destino o hasta los consumidores.

Las compañías encargadas del transporte de gas deben cumplir con condiciones requeridas por el SNT (Sistema Nacional de Transporte). Actualmente en Colombia casi toda la producción de Gas Natural es transportada por gasoductos, luego GNC y por último GNL, es decir se utilizan las tres tecnologías existentes para el transporte hasta su destino, el cual la relación costo beneficio ha sido una gran ventaja para todas las empresas productoras y encargadas de distribuir este hidrocarburo.

## **2.7 Hidratos de gas natural – GNH**

### ***2.7.1 Historia de los hidratos de gas***

Los hidratos de gas existen en el mundo en numerosos ambientes en toda la corteza terrestre. Además, se encuentran ampliamente distribuidos en el margen continental externo, en sedimentos del fondo y subsuelo marino del talud y elevación continental, estabilizados en sitio.

Los hidratos de gas han sido conocidos desde 1810, pero solo en 1934 apareció la primera publicación (Hammer Schmidt) en relación con el taponamiento de las tuberías de gas por la formación de los hidratos. En 1960 se conoce el descubrimiento de esta ocurrencia geológica en el campo Messoyakha (N. Siberia) y en 1972 por ARCO-EXXON en el pozo Eilleen State 2 en Prudhoe Bay, Alaska. 2

Durante los primeros 100 años después de descubiertos los hidratos el interés por ellos era netamente académico, estudiando las especies que pudieran formar hidratos y determinando las condiciones de formación. Fue en los inicios del siglo XX que la industria de los hidrocarburos se

interesa por los hidratos de gas natural, con el descubrimiento de la formación de hidratos en las tuberías que transportan hidrocarburos.

### *2.7.2 Descripción de los hidratos de gas natural*

El hidrato es un sólido complejo cristalino estable, con apariencia de hielo, pero posee una estructura diferente. Se forma en sistemas de gas o líquidos recuperados del gas natural, normalmente cuando hay presencia de agua líquida, sin embargo, no necesariamente tiene que darse esta condición. Dependiendo de la composición del gas, la presión y temperatura para la formación de hidratos varía. En la figura 5 se observa un trozo de hielo que contiene en su interior gas que es consumido lentamente por una llama.

#### **Figura 5**

*Ejemplo de muestras de hidratos de gas*



*Nota.* Tomado de Demirbas, Ayhan. (2010). Methane Gas Hydrate, (p.80), Green Energy And Technology

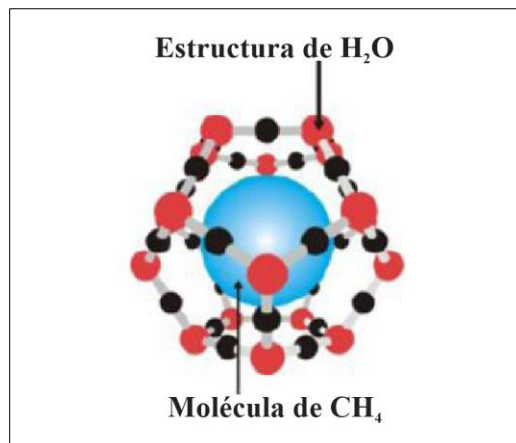
La importancia de este sólido cristalino para la industria del gas es que pueden encontrarse a presiones y temperaturas que generan en los procesos de producción y transporte del gas natural.

La composición del hidrato es aproximadamente un 10% de hidrocarburos y un 90% de agua. Su gravedad específica es de 0.98, flotan en el agua, pero se hunden en hidrocarburos líquidos.

Las moléculas de agua (hospedaje) se unen por puentes de hidrogeno, semejante al hielo; las moléculas huésped como el metano o cualquier otro gas liviano, ocupan la cavidad formada por las moléculas de agua y la soportan. La interacción entre los dos componentes es por fueras de Van Der Waals, tal como se observa en la figura 6.

### Figura 6

*Estructura de los hidratos de gas*



*Nota.* En la figura se observa una molécula de gas rodeada de una jaula de moléculas de agua en estado sólido. Modificado de Artículo de TWA Hidratos de gas: dónde y cómo buscarlos. Consultado el 10 de octubre de 2020, desde <https://pubs.spe.org/en/twa/twa-article-detail/?art=3559>

Los hidratos más importantes para la industria petrolera están conformados por agua y las siguientes moléculas: Metano, Etano, Propano, Iso-Butano, n-Butano, Dióxido de Carbono, Nitrógeno y Sulfuro de Hidrogeno.<sup>3</sup>

Los hidratos se pueden considerar como compuestos moleculares (cristalinos) de agua y gas, no estequiométricos. Los cristales sólidos se forman a ciertas condiciones de presión y temperatura y sus propiedades y estabilidad dependen de estas condiciones.

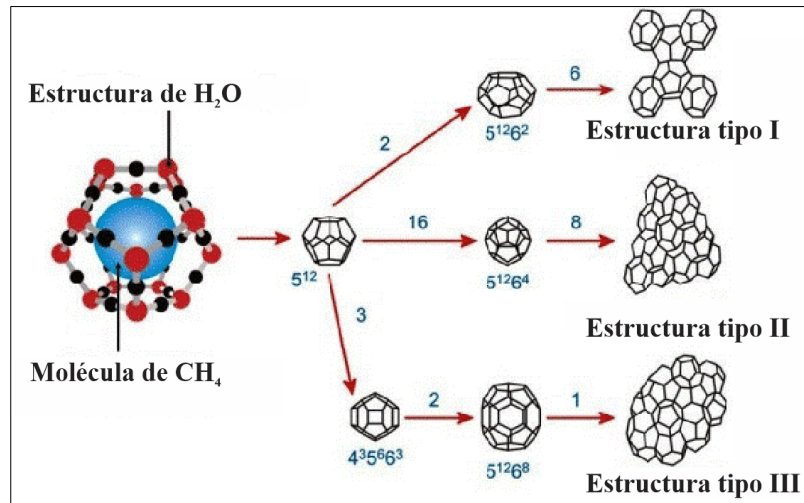
Los hidratos se pueden dividir en dos grupos de acuerdo con su origen: naturales, los que se forman y existen en la naturaleza sin intervención humana, y están los “tecnogénicos”, que se forman en los sistemas tecnológicos creados y controlados por el hombre. Los dos grupos son idénticos en su esencia, pero los problemas generados, los métodos de solución, los fines de las investigaciones y las consecuencias de las soluciones son muy diferentes

Las fórmulas químicas de algunos hidratos de gas natural son:

- Hidratos de Metano:  $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$
- Hidratos de Etano:  $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$
- Hidratos de Propano:  $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$
- Hidratos de Isobutano:  $\text{C}_4\text{H}_{10} \cdot 17\text{H}_2\text{O}$
- Hidratos de  $\text{CO}_2$ :  $\text{CO}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$

### ***2.7.3 Tipos de hidratos***

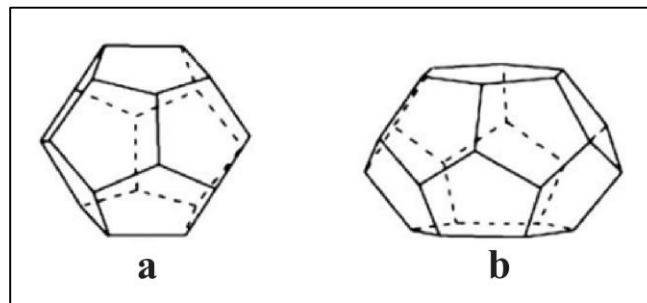
Los hidratos de gas natural son clasificados por el arreglo que tienen las moléculas de agua en su estructura cristalina. A continuación, en la figura 7 se puede identificar estos arreglos moleculares.

**Figura 7***Tipos de estructura de los hidratos*

*Nota.* Adaptado de Mellon, N. B. (2017). Influence of Ammonium based Compounds for Gas Hydrate Mitigation: A Short Review. Indian Journal of Science and Technology, 10(5), 1–6. <https://doi.org/10.17485/ijst/2017/v10i5/99734>

**2.7.3.1 Hidratos estructura I.** Es la estructura más simple en la formación de hidratos.

Está hecho de dos tipos de jaulas o enmallamiento cristalino tal como se observa en la figura 8.

**Figura 8***Estructuras cristalinas de hidrato de gas tipo I*

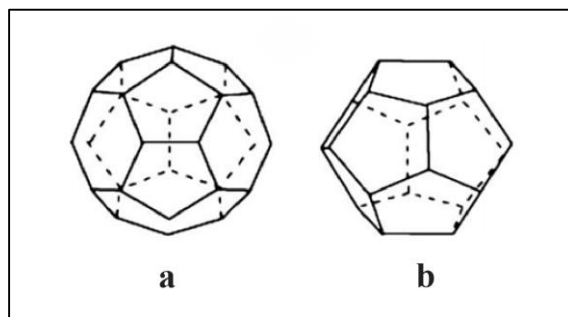
*Nota.* (a) dodecaedro pentagonal y (b) tetradecaedro. Tomado de Green Energy And Technology: Demirbas, Ayhan. (2010). Methane Gas Hydrate, (p.94),

El Dodecaedro es más pequeño que el Tetradecaedro, es por esto que se hace referencia al primero como “enmallado pequeño” y al Tetradecaedro como “enmallado largo”. Algunos de los formadores de hidratos con estructura I más comunes son el Metano, Etano (éste solo puede ocupar el enmallado largo), Dióxido de Carbono, Sulfuro de Hidrogeno.

**2.7.3.2 Hidratos estructura II.** Ésta estructura es más complicada que la anterior. Los hidratos de estructura II también cuentan con dos enmallados, estos se pueden observar en la figura 9.

**Figura 9**

*Estructuras cristalinas de hidratos de gas tipo II*

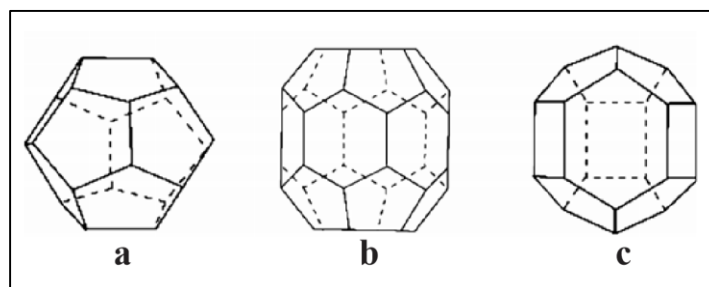


*Nota.* Estructuras cristalinas de hidratos de gas tipo II: (a) hexadecaedro, y (b) dodecaedro. Tomado de Green Energy And Technology: Demirbas, Ayhan. (2010). Methane Gas Hydrate, (p.95),

**2.7.3.3 Hidratos estructura H.** Para su formación se necesita una molécula pequeña, como el metano, y además un formador de hidratos tipo H. cabe destacar que la mayoría de estos componentes no se encuentran en el gas natural. En la figura 10 se identifican los arreglos moleculares de mencionada estructura.

**Figura 10**

*Estructuras cristalinas de hidrato de gas tipo H*



*Nota.* Estructuras cristalinas de hidrato de gas tipo H: (a) dodecaedro pentagonal, (b) icosaedro y (d) dodecaedro irregular. Tomado de Green Energy And Technology: Demirbas, Ayhan. (2010). Methane Gas Hydrate, (p.97)

#### **2.7.4 Propiedades de los hidratos de gas natural**

Algunas propiedades de los hidratos son únicas, un volumen de hidrato de metano de estructura I, totalmente ocupada (la ocupación real es de un 70 a 90 %), encapsula 164 volúmenes de metano (medido a condiciones normales), esto significa que tiene un contenido energético de aproximadamente 4451.46 KJ/m<sup>3</sup> (149000 Btu/ft<sup>3</sup>); la presión de cristalización es superior a 300 MPa (43500 Psia), la presión de gas libre después de la disociación del hidrato de metano en un volumen cerrado, está por arriba de 80 MPa (11600 Psia); el volumen específico del agua durante su transición a hidrato se incrementa entre un 26 a 32%, mientras que durante el congelamiento, el incremento es solo del 9%, que es considerado anormalmente alto.

Las propiedades de los hidratos dependen de su composición y estructura cristalina, se conocen más de 100 tipos de moléculas que forman hidratos, además, moléculas más grandes que no permiten formar un cristal simple de hidrato, forman hidratos multicomponentes.

El conocimiento de algunas de sus propiedades y características de formación-descomposición han permitido plantear nuevas tecnologías tales como: desalinización, concentración y separación de soluciones acuosas; transporte y almacenamiento de gas en forma

de hidrato, entre otras. Es considerable lo que falta por investigar, especialmente tratándose de hidratos.

**2.7.4.1. Densidad.** Una de las principales características de los hidratos es la densidad, aunque las medidas directas son bastante complejas. La densidad de los hidratos depende del tipo de estructura, composición, presión y temperatura. Makogon obtuvo dos correlaciones para calcular la densidad de los hidratos, las cuales producen buenos resultados para rangos de operación específicos; para utilizar las correlaciones es necesario conocer el tipo de estructura, la relación de llenado de las cavidades, el peso molecular de los componentes formadores, el volumen específico del agua en estado de hidratos, entre otros. La tabla 1 muestra la densidad de la estructura de hidratos de gas de diferentes gases a 0 °C.

**Tabla 1**

*Densidad de los hidratos a 0° C*

	Tipo de Hidrato	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )
Metano	I	0.913	57.0
Etano	I	0.967	60.3
Propano	II	0.899	56.1
Isobutano	II	0.934	58.3
CO <sub>2</sub>	I	1.107	69.1
H <sub>2</sub> S	I	1.046	65.3
Hielo		0.917	57.2
Agua		1.00	62.4

Nota. Información tomada de E. Dendy Sloan, Carolyn A. Koh, (2007), Clathrate Hydrates of Natural Gases, CRC Press.

**2.7.4.2 Masa Molar.** La masa molar (peso molecular) de un hidrato se puede determinar a partir de su estructura cristalina y el grado de saturación.

**Tabla 2**

*Masa molecular de los hidratos*

		Saturación		Masa molar (g/mol)
	Tipo de Hidrato	pequeña	grande	
Metano	L	0.8723	0.973	17.74
Etano	L	0.0000	0.9864	19.39
Propano	Ll	0.0000	0.9987	19.46
Isobutano	Ll	0.0000	0.9987	20.24
CO <sub>2</sub>	L	0.7295	0.9813	21.59
H <sub>2</sub> S	L	0.9075	0.9707	20.87

*Nota.* Tomado de E. Dendy Sloan, Carolyn A. Koh, (2007), Clathrate Hydrates of Natural Gases, CRC Press.

La tabla 2 resume las masas molares de algunos de los formadores de hidrato. Es curioso que las masas molares de los seis componentes sean muy próximas (~20g/mol). Esto se debe a que el hidrato está compuesto principalmente de agua (10.015 g/mol).

**2.7.4.3 Entalpía de fusión.** Otra propiedad útil es la entalpía de fusión del hidrato (también llamada calor de formación). A partir de esto, se puede estimar la cantidad de calor requerida para sublimar un hidrato.

**Tabla 3***Entalpía de fusión de hidratos*

	Tipo de Hidrato	Entalpía de Fusión(KJ/g)	Entalpía de Fusión(KJ/mol)	Entalpía de Fusión(BTU/lb)
Metano	L	3.06	54.2	1320
Etano	L	3.70	71.8	1590
Propano	Ll	6.64	129.2	2850
Isobutano	Ll	6.58	133.2	2830
Hielo		0.333	6.01	143

*Nota.* Tomado de E. Dendy Sloan, Carolyn A. Koh, (2007), Clathrate Hydrates of Natural Gases, CRC Press.

La tabla 3 enumera algunas entalpías de fusión para algunos hidratos comparándolos con el hielo. Estos valores representan la formación de un hidrato a partir de agua líquida y una molécula de gas como huésped. Esto explica por qué son significativamente más grandes que el calor de fusión de agua. Para agua pura, el hielo se está volviendo líquido. Cuando un hidrato se sublima, forma un líquido y un gas, el gas tiene un estado altamente más energético. Por otro lado, las entalpías de fusión son comparables a la entalpía de sublimación del hielo (el cambio de fase va de un sólido directamente a un gas).

**2.7.4.4 Capacidad calórica.** Existen datos experimentales limitados para la capacidad calórica de los hidratos. La tabla 4 enumera algunos valores. En el estrecho rango de temperaturas que los hidratos pueden existir, probablemente sea seguro suponer que estos valores son constantes.

**Tabla 4***Capacidad calorífica de hidratos*

	Tipo de Hidrato	Capacidad calorífica (J/g °C)	Capacidad calorífica (J/mol°C)	Capacidad calorífica (BTU/Lb °F)
Metano	I	2.25	40	0.54
Etano	I	2.2	43	0.53
Propano	II	2.2	43	0.53
Isobutano	II	2.2	45	0.53
Hielo		2.06	37.1	0.492

*Nota.* Tomado de E. Dendy Sloan, Carolyn A. Koh, (2007), Clathrate Hydrates of Natural Gases, CRC Press.

**2.7.4.5 Conductividad térmica.** Han sido limitados los estudios sobre la conductividad térmica de los hidratos. Sin embargo, muestran que los hidratos son muchos menos conductivos que el hielo. La conductividad térmica del hielo es de  $2.2 \text{ W} / \text{m}^\circ\text{K}$ , mientras que las conductividades térmicas de los hidratos de hidrocarburos están en el rango  $0.50 \pm 0.01 \text{ W/m}^\circ\text{K}$ .

La conductividad térmica es un parámetro clave en el proceso para sublimar hidratos. Este valor relativamente pequeño es una de las razones por las que los hidratos tardan mucho tiempo en sublimarse.

### **2.7.5 Parámetros volumétricos**

Entre los parámetros más importantes relacionados con los hidratos de gas se deben considerar el número de hidratos, el cual ha sido considerado como un factor que describe cuánto de la estructura del hidrato está llena con gas. Para el caso particular de un hidrato de metano, si su estructura está completamente llena de gas, el hidrato tendrá un número de 5.8, pero se considera

que un hidrato completamente lleno de gas no ocurre normalmente en la naturaleza, como tampoco podría ser estable si su estructura está ocupada por gas en cantidades menores al 70%. Como ejemplo se puede considerar que un m<sup>3</sup> de hidrato de gas con número de hidrato igual a 6.325 (90%) contiene 164 m<sup>3</sup> de metano en condiciones normales, y para otro con número de hidrato de 7.475 (70%) el contenido de metano será de 139 m<sup>3</sup>.

**2.7.5.1 Cálculos volumétricos.** Las siguientes son las propiedades del hidrato de metano a 0°C:

- Densidad= 913 kg/m<sup>3</sup>
- Masa molar = 17.74 kg/kmol
- Concentración de metano = 14.1(% molar)

Esto significa que hay 141 moléculas de metano por 859 moléculas de agua en el hidrato de metano.

Esta información se puede usar para determinar el volumen de gas en el hidrato de metano. A partir de la necesidad, 1 m<sup>3</sup> de hidrato tiene una masa de 913 kg. Convirtiéndolo en moles,  $913/17.74 = 51.45$  kmol de hidratos de los cuales 7.257 kmol son de metano.

La ley de los gases ideales se puede usar para calcular el volumen de gas cuando se expande a condiciones estándares (15 °C y 1 atm o 101.325 kPa).

$$v = \frac{nRT}{P} = \frac{(7.257)(8.314)(15 + 273)}{101.325} = 171.5 \text{ Sm}^3$$

Por lo tanto, 1 ft<sup>3</sup> de hidrato contiene 170 SCF de gas. Y 1 ft<sup>3</sup> de hidrato pesa alrededor de 14.6 lb, por lo que 1 lb de hidrato contiene 11.6 SCF de metano. En comparación, 1 m<sup>3</sup> de metano

líquido (en su punto de ebullición  $-161.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) contiene 26.33 Kmol, que convierte a  $622\text{ m}^3$  de gas en condiciones estándar.

### ***2.7.6 Condiciones de formación de los hidratos***

Para lograr la formación y estabilidad adecuada del hidrato, son necesarias ciertas condiciones, entre ellas están:

- La combinación adecuada de presión y temperatura. La formación de hidratos se favorece a bajas temperaturas, aproximadamente entre  $35$  y  $53\text{ }^{\circ}\text{F}$  y a altas presiones, las cuales pueden ir desde  $363$  hasta  $1595\text{ psi}$ . A medida que la presión aumenta, la temperatura de formación también aumenta.
- La presencia de agua libre bien sea en estado líquido o vapor y de hidrocarburos livianos u otros gases capaces de formar los hidratos.

Los valores de temperatura y presión dependen de la composición del gas. Cabe resaltar que los hidratos pueden formarse incluso a temperaturas mayores al punto de congelación del agua ( $32\text{ }^{\circ}\text{F}$ ). Adicionalmente existen otras causas que favorecen la formación de hidratos:

#### **2.7.6.1 Turbulencia**

- Alta velocidad: la formación de hidratos es favorecida en zonas donde la velocidad del fluido es elevada. Esto genera que las válvulas estranguladoras sean susceptibles para la formación de hidratos. Primero, un descenso significativo de la temperatura cuando el gas es estrangulado a través de una válvula por el efecto joule – Thompson. Segundo, la velocidad es elevada en la zona estrecha de la válvula.

- **Agitación:** La mezcla de corrientes y componentes dentro de los equipos de proceso, tales como separadores, intercambiadores de calor, línea de flujo, etc., promueven la formación de hidratos.

**2.7.6.2 Lugares de nucleación.** En términos generales, un lugar de nucleación es un punto donde la transición de fases es favorable, por lo tanto, la formación de un sólido de una de las fases del líquido. Estos lugares propicios para la formación de núcleos de hidratos incluyen imperfecciones en las tuberías, puntos soldados, accesorios de tubería, etc.

**2.7.6.3 Agua libre.** La presencia de agua libre no es necesaria para la formación de hidratos, pero ciertamente favorece a su formación. En adición, la interfaz agua-gas resulta ser un buen lugar de Nucleación para la formación de hidratos.

### ***2.7.7 Inhibición de hidratos de gas***

Las estrategias para inhibir hidratos generalmente consisten en modificar unas o varias de las condiciones necesarias para su formación a fin de desestabilizar el hidrato, entre ellas se encuentran:

- **Control de temperatura:** consiste en mantener la temperatura del fluido de producción por encima de la temperatura de formación del hidrato; ello se logra con el calentamiento o recubrimiento de tuberías en los procesos de operación o transporte del gas natural.

- **Control de presión:** Para evitar la formación de hidratos se debe mantener la presión de operación del sistema suficientemente baja; sin embargo, no es adecuado en condiciones

normales de operación ya que las presiones que se requieren en los sistemas para el transporte de los fluidos de producción son generalmente elevadas.

- Remoción de agua: La deshidratación del gas natural es otro método para evitar la formación de los hidratos.
- Adición de inhibidores químicos: Es un método adoptado por la industria del gas y petróleo para prevenir o controlar la formación de los hidratos. El inhibidor modifica el diagrama de fases del hidrato y altera las condiciones de formación hacia valores más altos de presión y más bajos de temperatura. Se pueden encontrar 3 clases de inhibidores: los termodinámicos (altera potencial químico de la fase acuosa), cinéticos (modifica la cinética de formación) y anti aglomerante (busca evitar la aglomeración de cristales).

### **3. Antecedentes del transporte de gas natural por medio de hidratos**

Para el desarrollo de la presente investigación se llevó a cabo la siguiente metodología, la cual consistió en una revisión bibliográfica de los hidratos de gas metano, su uso y su influencia en la ingeniería de petróleo y del gas. Esta revisión también abarca los pilotos actuales y planes de aplicación del transporte de gas metano por medio de hidratos de gas.

#### **3.1 Recopilación y análisis del material bibliográfico existente acerca de la historia y de las tecnologías aplicadas en el transporte de gas natural a nivel mundial y nacional**

Esta fase comprendió las actividades realizadas que condujeron a la contextualización cronológica de los estudios del transporte del gas natural, con el fin de identificar la predisposición de la industria para transportar este recurso. Este estudio deriva de fuentes como tesis de grado de

pregrado, posgrados, maestría y doctorado, artículos académicos y/o de investigaciones a nivel nacional e internacional, entre otros.

### **3.2 Recopilación y análisis de información acerca de los proyectos realizados implementando el transporte de gas por medio de hidratos**

En esta fase es necesario recopilar toda la información posible y verídica de los proyectos ya aplicados con esta tecnología para estudiar objetivamente una posible implementación en Colombia, la cual se extraen de revistas empresariales, documentos de investigación, artículos y demás fuentes relevantes al tema.

### **3.3 Análisis del panorama colombiano en las tecnologías utilizadas para el transporte de gas natural**

Identificar las ventajas y desventajas en cada uno de los procesos implementados en el transporte de gas natural para determinar la factibilidad de la tecnología a implementar.

### **3.4 Análisis técnico para la implementación de la nueva tecnología en Colombia de transporte de gas por medio de hidratos**

Estudiar las condiciones técnicas para el montaje y desarrollo de esta tecnología, teniendo en cuenta todas las variables y factores a intervenir.

### **3.5 Análisis económico de la implementación de la nueva tecnología**

Es necesario contar con la información de costos y precios para el desarrollo de esta tecnología y determinar con valores lo más cercano a la realidad posible que nos indiquen la factibilidad o no viabilidad de este proyecto.

### **3.6 Evaluación de costos en la implementación de la nueva tecnología en comparación con las tecnologías existentes**

Teniendo en cuenta la fase anterior realizamos un balance financiero para identificar cuál de los procesos es más rentable y si es factible la implementación de esta nueva tecnología. Teniendo en cuenta cada variable de intervención en el desarrollo que cada uno de los procesos para así acercarnos a valores más precisos.

## **4. Tecnologías utilizadas para el transporte de gas natural**

El gas natural tiene múltiples usos y ha sido un hidrocarburo importante en la industria debido a sus funciones, se ha utilizado tanto para uso doméstico como para procesos que se llevan a cabo dentro de un campo como la reinyección de este para la producción de crudo.

A través de los años se han implementado múltiples tecnologías para poder transportar el gas a lugares distanciados y de esa forma para las importaciones y exportaciones de este hidrocarburo ha resultado mucho más fácil para la economía de las compañías y países encargados de realizar estas actividades. Los países importadores y exportadores se pueden observar en la tabla 5.

**Tabla 5***Países importadores y exportadores de gas natural en el mundo.*

IMPORTADORES	EXPORTADORES
Estados Unidos	Estados Unidos
Trinidad y Tobago	México
Perú	Argentina
Bélgica	Canadá
Noruega	Republica Dominicana
España	Chile
Rusia	Brasil
Oman	Puerto Rico
Qatar	Grecia
Egipto	Francia
Argelia	Italia
Emiratos Árabes Unidos	Holanda
Yemen	Portugal
Nigeria	Reino Unido
Australia	Turquía
Malasia	España
Indonesia	China
Libia	Tailandia
Guinea Ecuatorial	Kuwait
Brunéi	Japón
	India
	Taiwán
	Corea del Sur

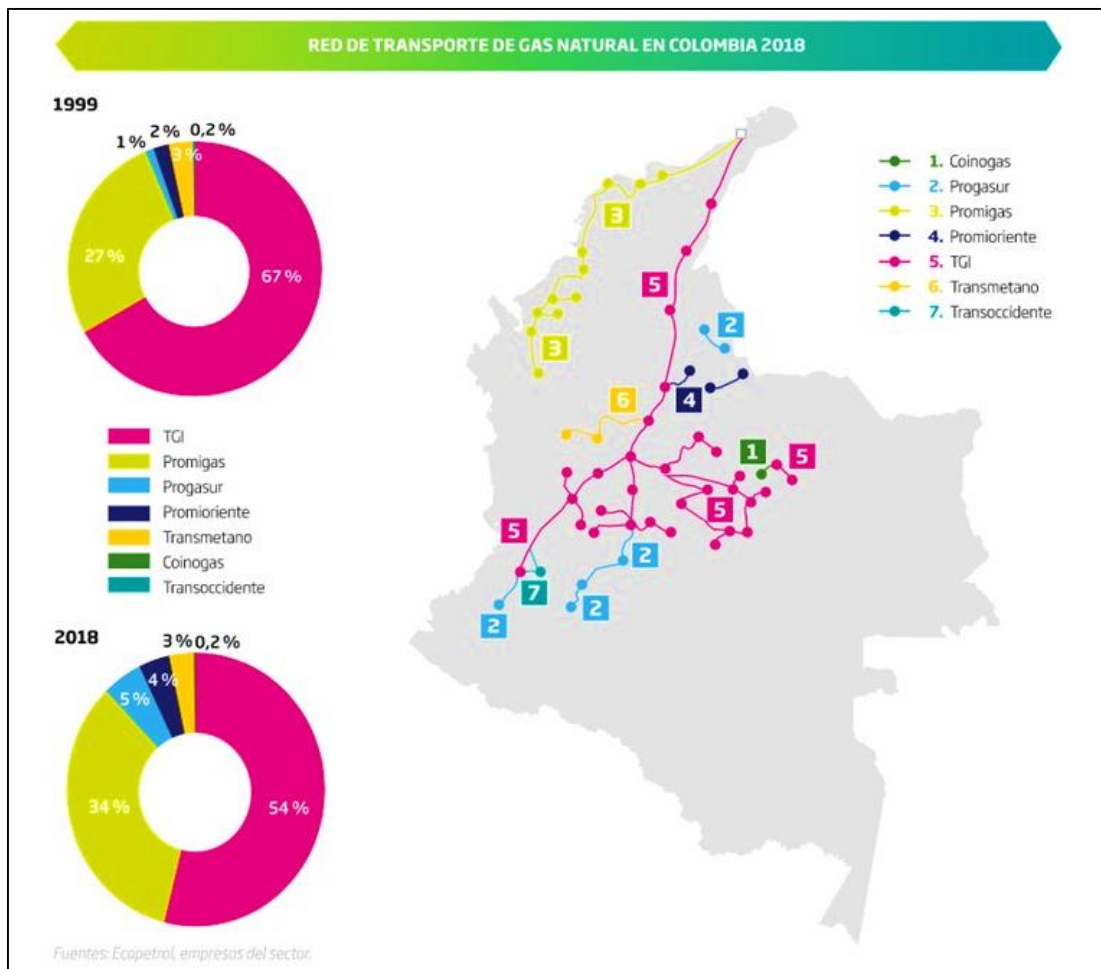
Nota. Tomado de Energética-UPME, U. de P. M. energética. (2012). Metodología para realizar la evaluación financiera que permita determinar la factibilidad económica de abastecimiento de gas natural en Colombia (p.13)

#### 4.1 Transporte de gas natural por gasoductos

Cuando nos referimos a transporte de gas natural, es necesario saber que a este sistema clásico de transporte entre dos puntos determinados se le conoce como gasoducto. Un sistema de tuberías de acero con carbono, de elevada elasticidad; este, es un sistema que se encuentra bien enterrado en la superficie terrestre o en algunos casos en el fondo de los océanos. Hablar de gasoductos, es también reconocer que la capacidad de transporte por este medio depende básicamente del diámetro de la tubería (a medida que aumenta, la capacidad de transporte aumenta proporcionalmente) y de la diferencia de presión entre sus extremos.

En el contexto natural del transporte de gas por gasoductos, no es más que generar aumentos en la presión en determinados puntos de la tubería. Esta acción se realiza en las estaciones de compresión, que aseguran la correcta circulación de los caudales de gas, compensando las pérdidas de presión que se producen en el transporte. Es importante tener presente, que el control de los flujos de gas se realiza desde instalaciones donde se reciben las medidas de presiones, temperaturas, caudales y poderes caloríficos, a estos puntos de inspección se les conoce como centros de control.

El sistema de transporte de gas cuenta con una infraestructura que comprende los gasoductos, estaciones de regulación y medida, centros de control, estaciones de compresión entre otras. A continuación, en la figura 11 se puede evidenciar un mapa con las redes principales de distribución gasífera del país.

**Figura 11***Infraestructura gasista en Colombia*

Tomado de: Gas natural en Colombia. (2021). Revisado enero 10 del 2021, desde <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

En los últimos 20 años, el petróleo perdió siete puntos porcentuales en la canasta energética colombiana, al pasar de un 48% a 41%. Lo anterior contrasta con la situación de otros combustibles fósiles, como el carbón y el gas natural, que en este mismo período ganaron seis y cuatro puntos porcentuales en esta canasta, respectivamente.

## 4.2. Transporte de gas natural licuado (GNL)

Consiste en realizar un cambio de fase al gas natural (gaseoso a líquido), esto se consigue disminuyendo la temperatura hasta  $-163^{\circ}\text{C}$  y operando a una presión entre 20 a 70 MBar reduciendo su volumen hasta 600 veces, a este proceso se le conoce como licuefacción, lo que significa que la regasificación de  $1\text{ m}^3$  de GNL da como resultado de  $540\text{ m}^3$  a  $600\text{ m}^3$  de gas natural. Algunos de los factores que permiten que el gas natural licuado tenga auge y crecimiento a nivel mundial son a nivel económico son el aumento en los precios de venta de éste y disminución de los costos de transporte y distribución. Países como Estados Unidos fue en uno de los pioneros en implementar esta tecnología, creando su primera terminal de importación de GNL el 1917.

### 4.2.1 Características del gas natural licuado

En cuanto a sus características físicas, las propiedades del gas natural licuado son:

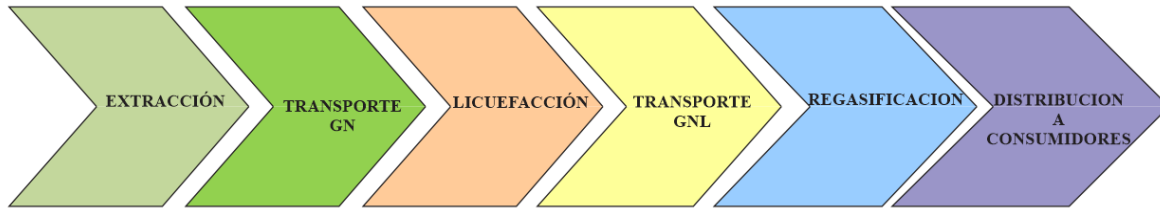
- Apariencia
- Olor
- Toxicidad

### 4.2.2 Cadena de valor del GNL

El principal componente del gas natural es el metano, pero también puede contener etano, propano, butano, pentano y demás hidrocarburos mucho más pesados, además contener agua, es por ello que para llevar a cabo el proceso de licuefacción previamente se deben retirar o separar alguno de sus componentes como el agua y dióxido de carbono y así no permitir que se solidifique al disminuir la temperatura hasta  $-163^{\circ}\text{C}$ . La cadena de valor son los procesos que se realizan desde la explotación del gas natural hasta su consumo. Estos procesos se observan en la figura 12 y 13.

**Figura 12**

*Cadena de valor del GNL*

**Figura 13**

*Proceso de licuefacción del gas natural*



De esta forma el gas natural licuado es almacenado en tanques o transportado como se indica a continuación.

**4.2.2.1 Transporte de gas natural licuado.** Luego de estar en estado líquido, el gas natural es transportado en buques metaneros, el cual tienen una capacidad de 25000 hasta 27000 metros cúbicos, hasta los terminales o plantas de regasificación, en las cuales se vuelve a su estado original (gaseoso).

**4.2.2.2 Distribución a los consumidores.** Una vez el gas sea regasificado, es distribuido hasta su destino final, es decir los consumidores.

### ***4.2.3 Comercio del gas natural licuado***

Gracias al aumento de producción de gas natural, las exportaciones también aumentaron de forma gradual, aumentaron 54 bcm equivalente a un 12% aproximadamente del año 2018, gracias a los países como Estados Unidos, Rusia y Australia. Los países importadores de Europa aumentaron su consumo, generando un crecimiento de hasta el 68% de las importaciones. El GNL desde años anteriores ha crecido significativamente, por lo que se han visto afectadas las importaciones por gasoducto con un volumen de (-9bcm) a Europa desde Rusia y África del Norte.

### **4.3 Transporte de gas natural comprimido.**

El gas en estado gaseoso se convierte en un factor limitante para llevar a cabo el transporte de este, ya que se transporta cantidades pequeñas y económicamente no es viable si se trata de distancias largas, es decir el transporte por gasoductos es una alternativa costosa cuando se compara con los demás métodos existentes de transporte. A diferencia de los gases licuados del petróleo, el Gas Natural Comprimido es más ligero que el aire y se disipa hacia arriba fácilmente en lugares ventilados, por lo que muestra una gran seguridad de suministro, almacenamiento y consumo. Este gas puede reducir notablemente el peligro de un incendio accidental ya que posee una temperatura de ignición más elevada que los combustibles líquidos.

El gas natural comprimido está compuesto principalmente por metano y uno de sus usos es ser combustible de algunos de vehículos, es por eso que también se le conoce como gas natural vehicular. Es una de las tecnologías existentes para transportar dicho hidrocarburo junto con el GNL.

Comprimir el gas consiste en aumentar la presión, pero manteniendo su estado gaseoso en cilindros o tanques y son transportados por vehículos conocidos como carrotanques.

### 4.3.1 Etapas para obtener GNC

La obtención de GNC consta de tres etapas principales que se pueden apreciar en la siguiente figura.

**Figura 14**

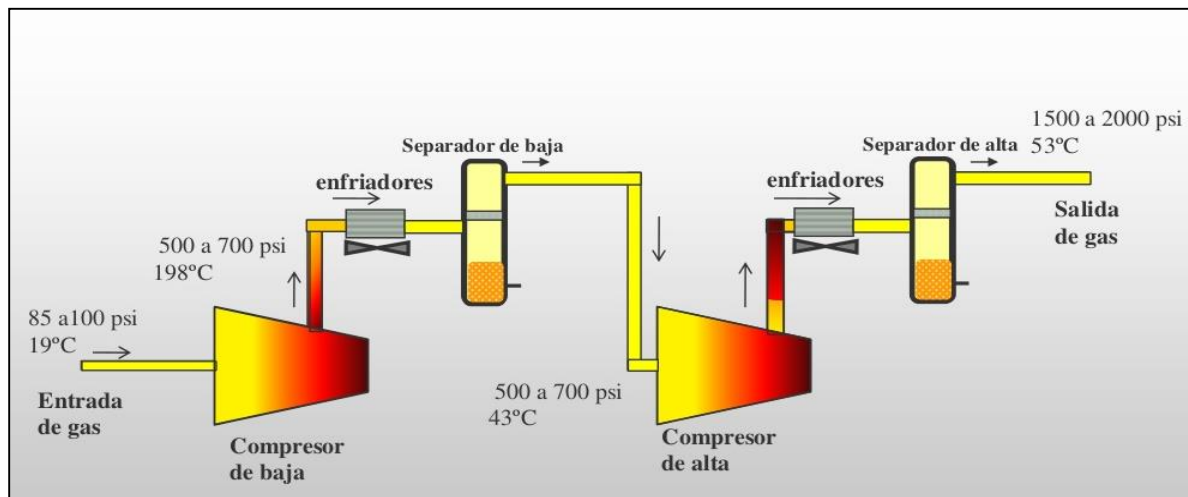
*Etapas de obtención del GNC*



**4.3.1.1 Compresión.** El proceso de compresión se lleva a cabo a través de compresores que permiten un aumento de presión hasta de 3600 psig, que es la máxima presión utilizada para el gas comprimido. La figura 15 muestra un esquema de un proceso de compresión del gas natural.

**Figura 15**

*Proceso de compresión del gas natural.*



*Nota.* Esquema de la planta compresora de gas. Tomado de Soto, C. Planta compresora de gas. Consultado el 11 de octubre de 2020, desde <https://es.slideshare.net/romeliamp/planta-compresora-de-gas>

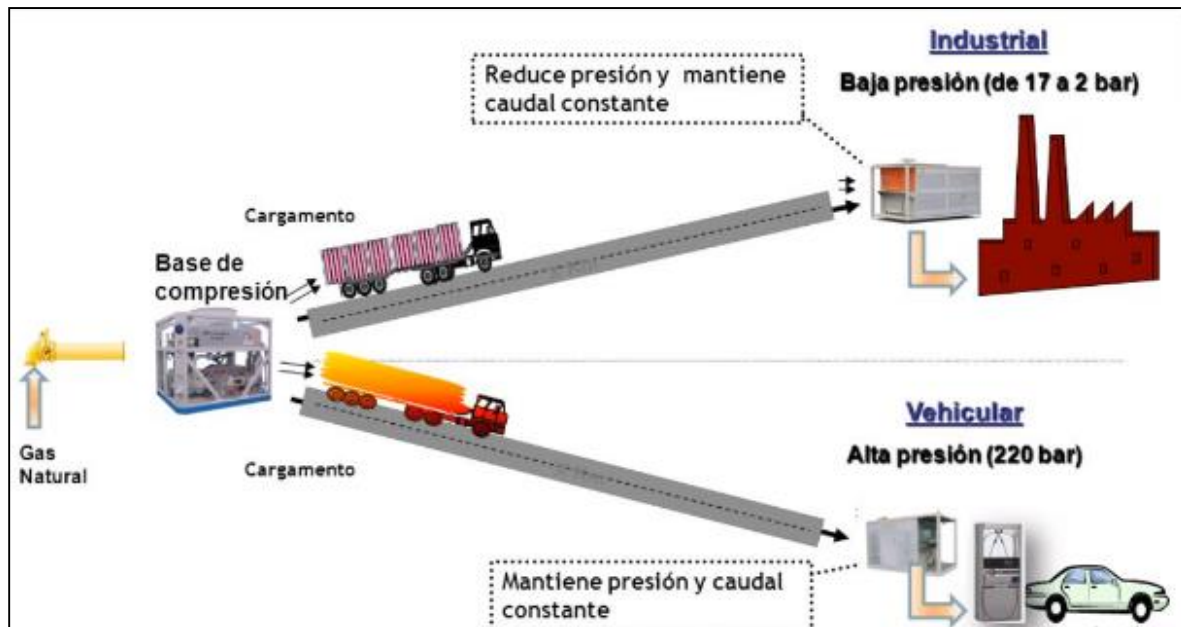
**4.3.1.2 Transporte y almacenamiento.** El gas luego de pasar por el proceso de compresión es almacenado en cilindros y/o tanques para ser transportado por gasoductos virtuales o carrotanques.

**4.3.1.3 Descompresión.** Se requiere de válvulas para lograr expandir el gas; cuando el descenso de presión ocurre, la temperatura del gas cae debido al efecto Joule- Thompson. Para compensar este efecto y mantener la temperatura requerida del gas en la salida del sistema de descompresión, la unidad de descompresión posee un sistema de calentamiento de gas. Este sistema consiste en un calentador que calienta a agua y a través de un sistema de bombas, facilita la circulación del agua caliente por intercambiadores de calor situados dentro de la unidad. En los intercambiadores de calor ocurre el cambio de calor entre el agua caliente y el gas.

El GNC es la técnica de transporte viable para poblaciones donde no hay abastecimiento de gas natural por gasoductos o en su defecto donde no es económicamente viable ejecutar proyectos de GNL. La figura 16 representa gráficamente el mantenimiento y condiciones de presión según el método de transporte.

**Figura 16**

*Presión de GNC según su finalidad*



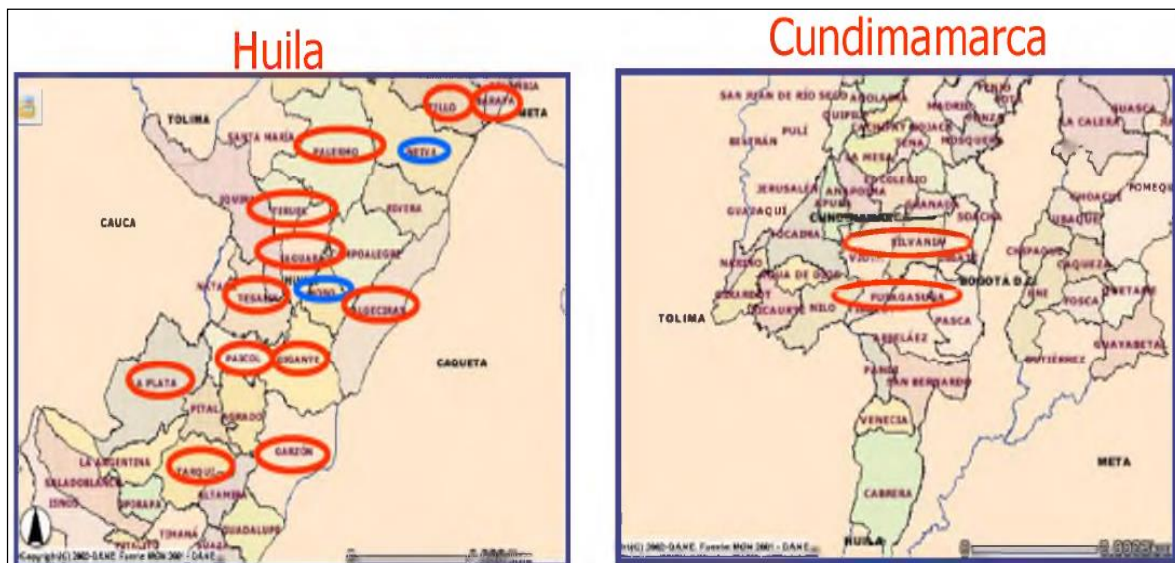
*Nota.* Tomado de Distribución. Consultado el 18 de octubre de 2020, desde [https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/gas\\_natural/distribucion/distribucion](https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/gas_natural/distribucion/distribucion)

#### **4.3.2 Proyectos de GNC en Colombia**

En Colombia se han ejecutados proyectos de GNC cumpliendo con los estándares de seguridad y con la normatividad regida por el RUT. La empresa Alcanos S.A.E.S.P. presta el servicio desde el año 2004 GNC en el departamento del Huila, pretendiendo extenderse a municipios del Tolima y Cundinamarca como se presenta a continuación en la figura 17.

**Figura 17**

Municipios GNC ALCANOS S.A. E.S.P



*Nota.* Tomado de Comisión regulatoria de energía y gas (CREG). (2004). Compresión Y Transporte De Gas Natural Comprimido: Propuesta Regulatoria Para Consulta. 86.

Así mismo, la CREG recibió algunas solicitudes de partes de compañías como Madigas S.A.E.S.P. y Enerca S.A.E.S.P. para prestar servicio público domiciliarios de gas natural con GNC en los departamentos del Meta y Casanare.

## 5. Una alternativa al transporte de gas natural: GNH - Hidratos de Gas Natural

Una de las tecnologías existentes para transportar el gas natural es el “hidrato de gas natural”, que son materiales sólidos que se forman cuando el agua entra en contacto con el gas, esto ocurre cuando se cumplen con unas condiciones como temperatura baja y presiones altas. Los hidratos siempre se han considerado un problema para la industria, ya que presentan taponamientos

en las tuberías y daños en los equipos, ocasionando caídas de presiones que no permiten continuar con las operaciones.

Se han realizado estudios que permiten ver a los hidratos de gas como un beneficio para la industria, es por ello que se ha presentado una alternativa económicamente aceptada como una opción para el transporte de gas.

En algunos estudios esta opción de transporte no es viable, ya que según las investigaciones sólo se conocía a nivel de laboratorio, cuyos resultados no eran favorables por lo que se asumió que se requería de presiones altas para mantener el hidrato en estado sólido, lo cual se traducía en tecnología de alto costo.

Actualmente se sabe que los hidratos de gas natural (GNH) pueden llegar a contener gran cantidad de gas, aproximadamente 170 veces su volumen, son fáciles de almacenar y se pueden transportar de manera segura con una presión atmosférica y una temperatura de  $-20^{\circ}\text{C}$ . y no se corren peligros con problemas de fugas, ya que es una masa sólida y se mantiene compacta con las condiciones mencionadas.

### **5.1. Transporte de gas natural mediante hidratos**

El continuo crecimiento en la demanda de gas natural como energía limpia y la fuerte necesidad de llevarlo hasta los centros de consumo por los mares y océanos, donde los costos en el uso de gasoductos son demasiado elevados, han permitido el impulso en la utilización y desarrollo del transporte de gas natural licuado (GNL). A pesar de ello, la implementación de esta tecnología conlleva a grandes inversiones, ya que para su utilización es necesario el uso de equipos sofisticados, que han sido fabricados para el uso específico de esta tecnología con condiciones criogénicas del proceso.

Hoy por hoy, se han evaluado las posibilidades de implementar nuevas tecnologías para el transporte del gas natural con costos menores, tecnologías como los hidratos de gas natural (HGN). A pesar de que es una tecnología que se encuentra en desarrollo, apunta a ser muy competitivo con respecto al gas natural licuado y al gas natural comprimido.

## 5.2 Antecedentes

En la historia del almacenamiento y transporte del gas natural en forma de hidrato fue siempre una curiosidad de laboratorio, pues las altas presiones requeridas para que se mantuvieran los hidratos, generaba altos costos en los equipos utilizados para que ocurriera esta condición.

En los años 70 compañías como Fluor, Chevron, Mobil, y Exxon patentaron esquemas de producción, transporte y regasificación de hidratos de gas natural, que, debido a muy bajas temperaturas de operación propuestas, grandes profundidades y debilidades en las logísticas operativas han sido patentes imprácticas a la hora de ponerlas en marcha.

En 1992, presentaron un estudio en la “Second International Offshore and Polar Engineering Conference (Dale Berner)” donde se planteó transportar los hidratos de gas natural a temperatura ambiente en barcos presurizados a 210 psig, construidos estos de concreto reforzado, con aislamiento de 12 pulgadas de espesor. Se estimó que, para un viaje de 2500 km a 15 nudos y 4 días, menos del 1% de los hidratos de gas natural se descompondría debido a la transferencia de calor del exterior, este estudio no continuó. Janeth López, E. R., & Vilorio, A. (1998). Transporte de gas natural en forma de hidratos. AVPG, XIV Convención de Gas, Caracas.

Por el contrario, para prevenir la descomposición de los hidratos de gas natural al usar altas presiones, es posible también refrigerarlos a presión atmosférica. En el año 1990, se realizó en la universidad de noruega, un estudio en el que se comprobó que los hidratos congelados no se descomponen, es decir se mantienen estables, almacenándose a presión atmosférica y a

temperaturas de 5 a 23 °F. muchos otros países realizaron los mismos estudios, comprobando que efectivamente los hidratos se mantenían estables. En rusia durante dos años se almaceno una muestra de hidratos a 21 °F y no presentó descomposición alguna.

En 1993, la universidad de Noruega evaluó y comparo de manera económica y técnica la tecnología de HGN con la GNL, obteniendo un resultado favorable para la primera tecnología, pues resulto ser el 24% menos costosa en la inversión total respecto a la tecnología GNL (Producción, transporte y regasificación).

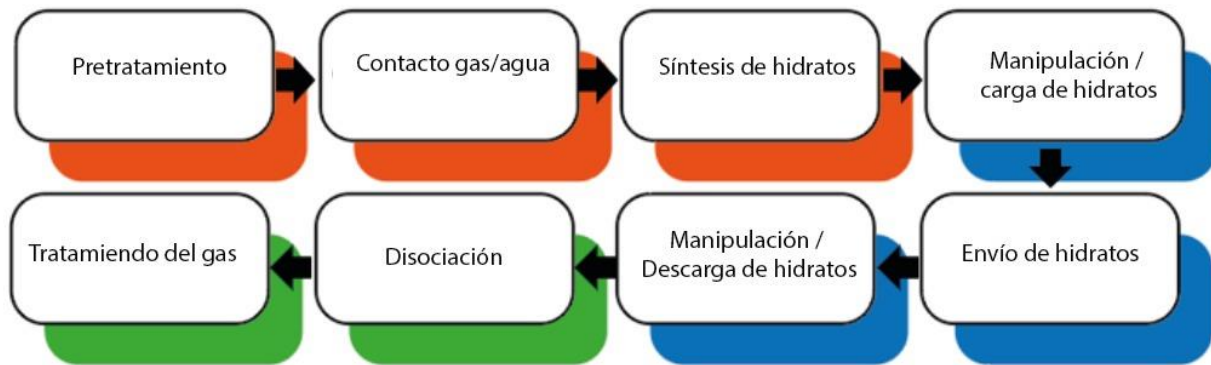
### **5.3 Etapas en la producción de GNH**

El transporte de gas natural hidratado es competitivo al transporte por gas natural licuado y su proceso desde su extracción hasta la satisfacción de la demanda, consta de tres etapas en las que se incluye la producción, el trasporte y la regasificación. Procesos que se realizan en ambientes de altas presiones y temperatura de -10 °C en la formación del cubo de hielo que contendrá el gas hasta la regasificación de este, a presión atmosférica y agua tibia (Dawe, Thomas y Kromah, 2004).

En la figura 18 se observa representados los pasos principales para realzar un transporte de hidratos de gas. El primero es la síntesis de los hidratos que puede ser a través de membranas o un difusor de burbujas, existen otros métodos patentados para la producción de hidratos que consisten el uso de boquillas especiales que rocían el agua a tamaños de gota muy bajos de cuyo proceso no se dirá mucho debido a su protección fiscal de la propiedad y secreto industrial, sin embargo, mencionado para diversificar las formas de producción de hidratos.

**Figura 18**

*Etapas del proceso producción, transporte y regasificación del GNH*



*Nota.* Tomado y modificado de Mannel, D., & Puckett, D. (2008). Transportation and Storage of Natural Gas Hydrates.

### 5.3.1 Producción

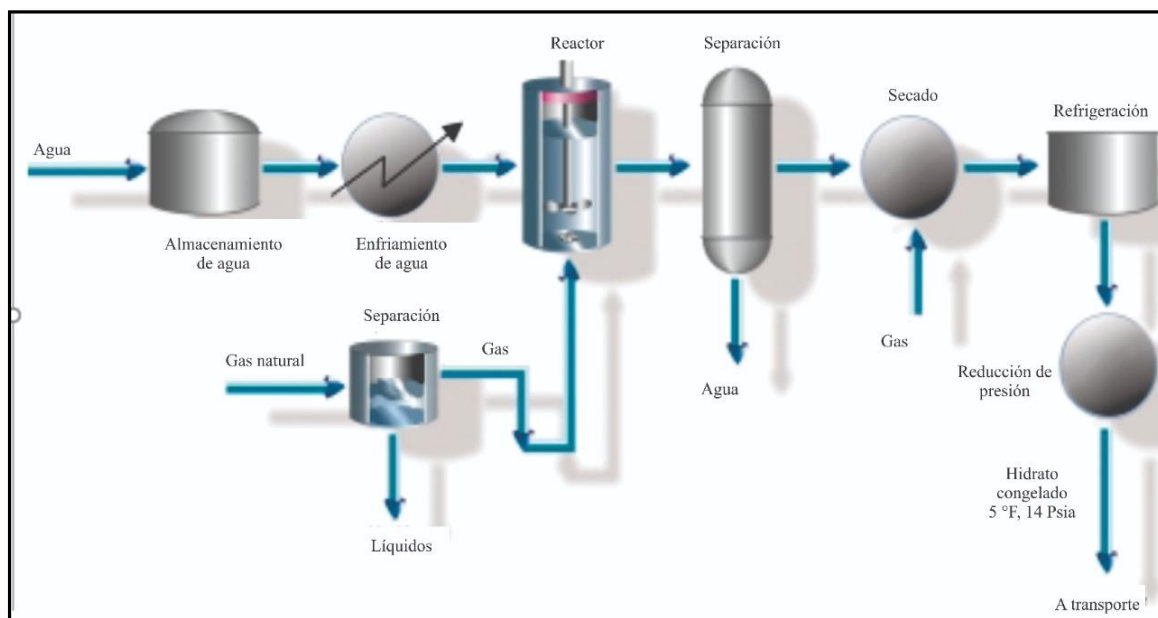
La fuente de gas puede ser asociado presente en yacimientos de petróleo, bien sea como una capa libre o mezclado con el aceite o yacimiento de solo gas del cual se requiera exportar al mercado nacional o internacional. El hidrato se produce al mezclar el gas natural con la fase líquida del agua hasta formar una especie de nieve, conformado por moléculas de metano, etano y propano encapsulados y estabilizados por los enlaces de hidrogeno del agua (Dawe et al. 2004).

En la figura 19 se evidencia un esquema del proceso de producción de HGN, el gas natural pasa inicialmente por una etapa de separación donde se le extraen los líquidos. Luego este gas y agua a 35 °F, proveniente de un sistema de enfriamiento con amoníaco, se inyectan a la primera etapa de un reactor de tres etapas de agitación continua, el reactor opera a 725 psia y 50 °F. de la última etapa del reactor sale una mezcla de hidrato y “slurry” acuoso que pasa por unos filtros separadores, de donde los hidratos salen con 12% de agua libre. Este hidrato húmedo para a un secador rotativo, donde se pone en contacto en contracorriente con gas natural seco, formando adicionalmente hidratos y reduciendo el contenido de agua libre a 10%.

Posteriormente, los hidratos (constituidos por 15% en peso de gas y 85% en peso de agua) se congelan en forma de “pellets” a 5 °F, luego pasan a un sistema de reducción de presión, desde 725 psia hasta presión atmosférica.

**Figura 19**

*Proceso de producción HGN*



*Nota.* Tomado de Jannet Lopez, Enrique Rondon, A. viloria. (1998). Transporte de gas natural en forma de hidratos.

### 5.3.2 Almacenamiento y transporte

El almacenamiento y transporte del HGN se realiza a presión atmosférica y a temperaturas entre 5 a 23 °F, a condiciones casi adiabáticas. (Dawe et al. 2004) en laboratorio, se ha logrado almacenar el hidrato a -5°C durante varios meses con una mínima pérdida de gas. Los barcos usados para transportar los hidratos congelados son recipientes aislados, no necesitan refrigeración. Durante el viaje, fluye calor a través de las paredes del barco, y causa cierta

descomposición local de los hidratos congelados en gas y hielo (similar al “boil-off” en los barcos de GNL), el gas liberado se usa como combustible para el barco, se forma una capa de hielo en las paredes del barco que reducirá la descomposición de los hidratos. Los valores reportados hasta ahora indican que el HGN contiene normalmente 150 m<sup>3</sup> de gas por m<sup>3</sup> de hidrato sólido, mientras que un m<sup>3</sup> de GNL contiene 600 m<sup>3</sup> de gas, lo cual implica que el HGN ocupara más capacidad de almacenaje que el GNL para una cantidad equivalente de gas.

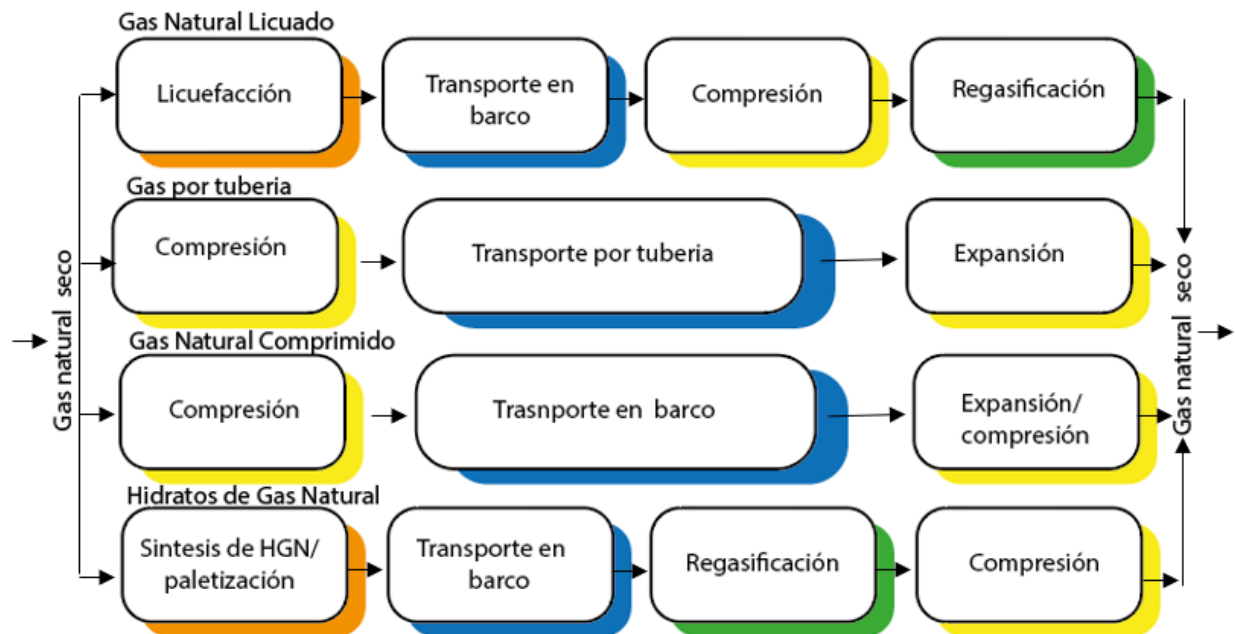
El mejor medio para transportar hidratos de gas son los buques graneleros que son barcos gigantes que se encargan de transportar carga seca lo cuales generalmente tiene un aislamiento de 100 milímetros, lo que permite aislar la temperatura externa de la interna dentro del almacenamiento, una ventaja adicional en costos ya que no necesita energía ni equipos para la refrigeración.

La principal dificultad identificada en la carga y la descarga de hidratos en lo graneleros es el bloque que se puede generar en el medio de carga/descarga a este, puesto que el agua que pueda encontrarse libre puede congelarse y generar coágulos de hielo que bloquearía el sistema de transporte, pues se ha demostrado en laboratorio que eliminar el hielo con un 10% de agua libre congelada, es más difícil de realizar (Dawe et al. 2004).

En un módulo de almacenamiento de gas en tanques ubicados en sitio solo requiere de la síntesis de hidratos, con lo que se reducen los requisitos de espacio para el almacenamiento, con esto, puede ser utilizado además los hidratos de gas no solo como método de transporte sino como método de almacenamiento de donde puede se utilizado en periodos alta demanda. (Mannel, D., & Puckett, D. 2008). A continuación, en la figura 20 se puede observar una comparativa de las distintas etapas de para la producción, transporte y regasificación de las tecnologías existentes para el gas natural.

**Figura 20**

*Evaluación comparativa de las distintas tecnologías y opciones de transporte de gas natural*



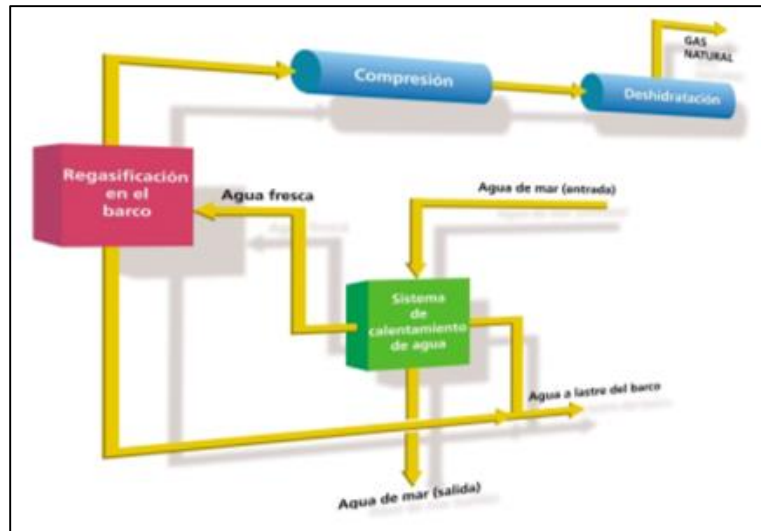
*Nota.* Tomado y modificado de Rehder, G., Eckl, R., Elfgén, M., Falenty, A., Hamann, R., Kähler, N., Kuhs, W. F., Osterkamp, H., & Windmeier, C. (2012). Methane hydrate pellet transport using the self-preservation effect: A techno-economic analysis. *Energies*, 5(7), 2499-2523. <https://doi.org/10.3390/en5072499>

### 5.3.4 Regasificación

La regasificación de los hidratos congelados de gas natural se lleva a cabo mediante un proceso simple de fusión, en la figura 21 se presenta un diagrama de este proceso. Los hidratos se fusionan dentro del barco, al ponerlos en contacto directo con agua templada a 68 °F, el gas liberado se extrae por un ducto de gran diámetro y van a unos compresores en tierra, el gas se comprime de presión atmosférica a 1160 psia, luego se deshidrata en una unidad de glicol para su uso posterior. El agua a 50 °F se bombea del barco de HGN a un sistema de calentamiento.

**Figura 21**

*Proceso de regasificación del HGN*



*Nota.* Tomado de Jannet Lopez, Enrique Rondon, A. viloria. (1998). Transporte de gas natural en forma de hidratos.

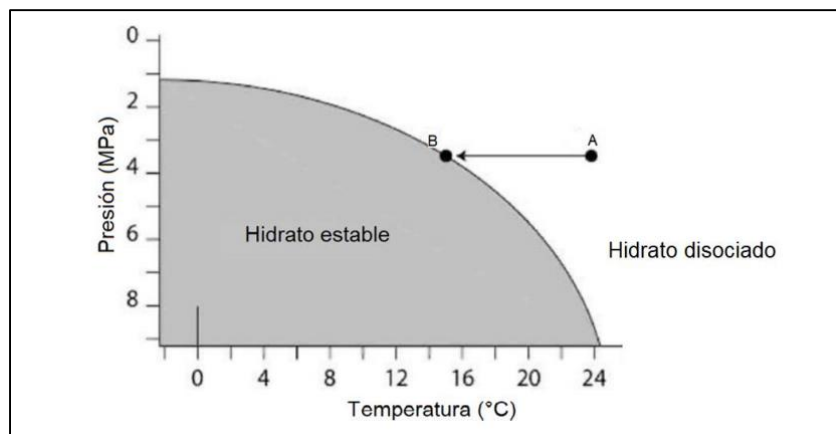
#### 5.4 Disociación del Hidrato

La disociación de un hidrato depende de la presión, la temperatura, el grado de subenfriamiento, las características de la mezcla, así como la volatilidad del gas huésped, la forma de las cavidades estructurales y la deformación de los gránulos de hidrato. También es posible disociar el hidrato desplazando la presión o la temperatura fuera del rango en donde no es estable.

En la figura 22 que se muestra a continuación en el área sombreada las condiciones de presión y temperatura a las cuales el hidrato se mantiene estable a partir de su formación. La línea que delimita el área sombreada representa las condiciones a las cuales el hidrato está en equilibrio. Si no existen variación de presión y temperatura el hidrato se mantendrá estable.

**Figura 22**

*Región de estabilidad de un hidrato en función de la presión y la temperatura*



*Nota.* Tomado de García, R. A. L. (2019). Disociación de hidratos de metano en solución de bromuro de tetrabutilfosfonio al 50% w.

### 5.5 Perspectiva económica de HGN

Energéticamente el gas natural es una de las fuentes fósiles de mayor futuro económico entre otras principalmente por su menor producción de  $\text{CO}_2$  y su combustión es mucho más limpia. La transición energética hacia alternativas más ambientales hará del gas natural el combustible más importante en las próximas décadas tanto a nivel de producción como transporte, esto debido también a las altas reservas mundiales in situ las cuales son cerca de 3000 trillones de metros cúbicos (Milkov, 2004, p13).

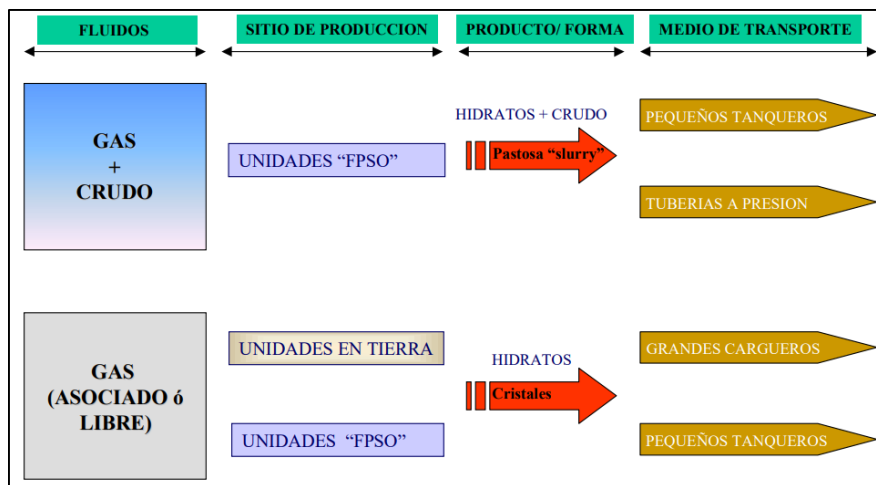
En cuanto a transporte de metano resulta bastante bien competitiva con el GNL debido a que, el alto valor del peso del buque carguero se ve compensada con la gran cantidad de hidrato de gas que puede ser transportado a largas distancias, el uso de hidratos como medio de transporte de metano, se puede considerar una alternativa al gas natural; Gudmundsson, J.S., Hveding, F., y A. Børrehaug (1995) en su estudio se demostró mediante un diseño, que el transporte de gas por

medio de hidratos es un 25% más económico que el GNL hasta una distancia de 3500 millas náuticas.

En la figura 23 se puede apreciar el uso potencial de los hidratos de gas según sea el tipo de fluido a producir, el sitio de su producción y el aprovechamiento del gas obtenido como hidrato y el medio de transporte más conveniente para este.

**Figura 23**

*Aplicaciones potenciales de los hidratos de gas*



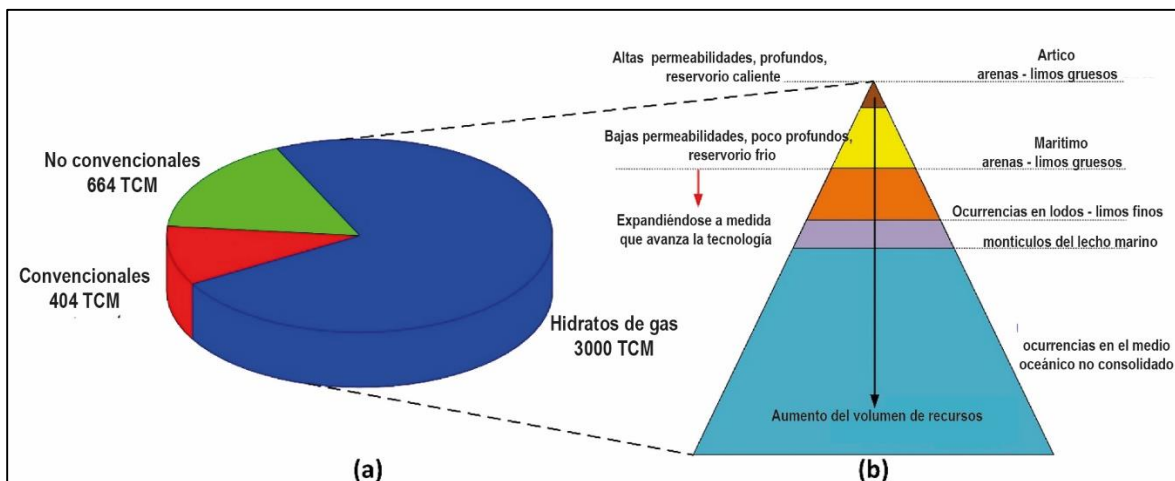
*Nota.* FPSO es acrónimo de Floating production storage and offloading (unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga). Tomado de Jannet Lopez, Enrique Rondon, A. viloria. (1998). Transporte de gas natural en forma de hidratos.

En cuanto al área exploratorio de los hidratos de gas como un recurso natural energético, la investigación desarrollada tanto por gobiernos, industrias e instituciones para la recuperación de estos está teniendo un fuerte impacto sobre todo por países altamente desarrollados como EE.UU, Japón, India, China, Corea del Sur, Canadá, entre otros.

La figura 24 se muestra una comparativa de las reservas de  $\text{CH}_4$  en distintos tipos de almacenamiento y una pirámide que expone el volumen de los recursos de hidratos de gas dependiendo del tipo de depósito en el que se encuentre.

**Figura 24**

*Recursos de hidratos de gas*



*Nota.* a) Volumen de  $\text{CH}_4$  almacenado en hidratos de gas y otros recursos gaseosos convencionales y no convencionales; (b) Pirámide de recursos de hidratos de gas. Modificado de Yin, Z., & Linga, P. (2019). Methane hydrates: A future clean energy resource. Chinese Journal of Chemical Engineering, 27(9), 2026–2036. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2019.01.005>

## 5.5 Otras aplicaciones para el GNH

La creciente necesidad energética y de nuevos métodos más ecológicos para la producción y consumo de combustibles fósiles impulsa cada día el desarrollo de tecnologías y herramientas para satisfacer esta necesidad. Es por esto que, los hidratos de metano ganan cada vez mayor atención e importancia, lo que hace que su aprovechamiento y su comercialización se más prometedor en tiempos futuros, dando mayor beneficio a los hidratos de gas y sus aplicaciones,

tales como, transporte de gas, almacenamiento, métodos seguros de recuperación de energía y cambio climático, Sloan, E. D. (2003).

### ***5.5.1 Almacenamiento del gas***

Una de las aplicaciones con más importancia es el almacenamiento del gas en forma de hidratos refrigerado y a presión atmosférica. Es una de las opciones que en la actualidad se estudia con gran interés, pues puede resultar mucho más segura y económica, ya que para su almacenamiento se necesitan tanques con menos espesor, respecto a los utilizados en otras tecnologías.

### ***5.5.2 Acondicionamiento del gas natural***

Esta aplicación se podría llegar a considerar en los casos en donde se quiere separar componentes del gas natural como el  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  Y  $\text{N}_2$ . Pues los hidratos del gas son productos naturales del equilibrio termodinámico, en donde se podrían realizar transferencia de masa para llevar a cabo esta potencial aplicación.

### ***5.5.3 Recuperación de compuestos orgánicos volátiles (VOC)***

La presencia de estos gases liberados en tanques y terminales de embarques de crudo se puede capturar en forma de hidratos, que al ser almacenados y regasificados podrían utilizarse como combustibles al ser mezclados con otros hidrocarburos.

#### **5.5.4 Disposición del dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)**

La tecnología de hidratos puede ser una tecnología asertiva en aquellas situaciones donde se necesita disponer del CO<sub>2</sub>, pues con ella se captura y transporta a sitios de mayor provecho como hidrato y en forma estable.

#### **5.7 Un caso de estudio del HGN**

Las diferentes tecnologías que pueden ser utilizadas para el transporte y almacenamiento de gas natural depende directamente de factores tales como la escala de desarrollo del proyecto, distancia de transporte, el mercado objetivo, entre otros. Actualmente la exportación de gas natural de Irán se realiza principalmente por gasoducto y gas natural licuado (Thomas y Dawe, 2003).

En general se tiene que para la actualidad el transporte de GNL es viable para distancias largas y el transporte por gasoducto es más económico para distancias más cortas, sin embargo, para proyectos de mediana o pequeña escala, un proyecto de transporte y almacenamiento de gas por hidratos es una alternativa segura y adecuada (Taheri, Shabani, Nazari y Mehdizaheh, 2014).

Según el caso de estudio de (Taheri et. al, 2014) se consideró que, para la aplicación de la tecnología de transporte de gas en forma de hidratos, se tuvieron en cuenta dos aplicaciones, la exportación del gas a través de regiones marítimas y el transporte para consumo interno, además se tuvo en cuenta las estaciones climáticas, donde la producción se realizaría en estaciones calidas y la regasificación en estaciones frías. La aplicación de la tecnología para las regiones donde no hay gasoductos disponibles o donde sean distancias cortas o dentro de los 100 kilómetros del sitio de producción.

Teniendo en cuenta que Irán posee una gran reserva de gas natural, en la figura 25 se presenta la ubicación de los campos más representativos de este país.

**Figura 25**

*Mapa de ubicación de campos en Irán*



*Nota.* Tomado de Taheri, Z., Shabani, M. R., Nazari, K., & Mehdizaheh, A. (2014). Natural gas transportation and storage by hydrate technology: Iran case study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21, 846-849. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.09.026>

En este mismo caso de estudio, (Taheri et. al, 2014) realizó una comparación del costo del producto de la cadena de GNH, la cual se puede observar en la tabla 6 con los diferentes tipos de transporte disponibles para satisfacer la demanda interna del país.

(Taheri et. al, 2014) concluyó que los casos competitivos para el transporte de HGN determinados para hacerse mediante el uso de tren y camiones dentro del país y a manera de exportación vía marítima, todos generan un margen de ganancia rentable respecto al precio de venta del HGN en la ciudad de Ardebil, con una diferencia entre 1,3 y 4,3 USD \$ / MMBtu en el valor del gas para el origen de producción del hidrato y el de su venta en la mencionada ciudad, tal que, para el escenario de exportación por embarcación a China, la diferencia es de 3 USD \$ / MMBtu.

**Tabla 6***Tipos de transporte de gas natural en Irán*

Precio del gas (\$ / MMBtu)	Costo del producto (\$ / MMBtu)			Diferencia de costo entre origen y destino (\$ / MMBtu)		
	Camión	Tren	Barco	Camión	Tren	barco
0,5	2	1,8	3,5	1,5	1,3	3
0,8	2,3	2,1	3,8	1,5	1,3	3
1	2,5	2,3	4	1,5	1,3	3
1,5	3	2,8	5,5	1,5	1,3	3
2	3,5	3,3	5	1,5	1,3	3

*Nota.* Tomado de Taheri, Z., Shabani, M. R., Nazari, K., & Mehdizaheh, A. (2014). Natural gas transportation and storage by hydrate technology: Iran case study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21, 846-849. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.09.026>

## **6. Proyectos en Colombia para el abastecimiento de gas natural y las posibilidades de la tecnología emergente GNH**

### **6.1 Proyectos de GNL**

Antes de entrar de lleno en la descripción del negocio del GNL, es conveniente comparar brevemente sus ventajas frente a otras formas de utilización de energéticos. En primer lugar, el GNL se presenta como una alternativa al transporte de gas natural por tuberías de alta presión o gasoductos. A medida que aumenta la distancia a la cual el gas debe ser transportado, disminuyen las ventajas económicas del gasoducto frente al GNL. En efecto, si bien ambos constituyen infraestructuras de transporte relativamente fijas, los costos de capital y operativos del gasoducto crecen exponencialmente con su longitud, mientras que un sistema de GNL tiene una sola

componente variable con la distancia: el transporte marítimo, tradicionalmente mucho más económico por m<sup>3</sup> transportado. Por dicha razón se admite hoy que, para distancias superiores a los 4.000 Km el transporte de GNL es más económico que el transporte por gasoducto.

### 6.1.1 Primera regasificadora de GNL en Colombia

El suministro energético de Colombia proviene básicamente de dos fuentes: las hidroeléctricas, que proveen el 70 por ciento; y las termoeléctricas, que generan el 30 por ciento restante, de las cuales el 14 por ciento corresponde a plantas de generación de energía a partir de gas natural. De acuerdo con la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas), hay reservas de este combustible fósil hasta 2025. En la figura 26 se muestra la planta regasificadora de Cartagena.

**Figura 26**

*Estación de regasificación en Cartagena*



*Nota.* Tomado de: Regasificadora garantizará el gas para las térmicas: Spec El Heraldo. Consultado el 11 de octubre de 2020, de <https://www.elheraldo.co/economia/regasificadoragarantizara-el-gas-para-las-termicas-spec-193851>

### 6.1.2 Funcionamiento de la terminal de regasificación

En la terminal de regasificación de SPEC LNG se lleva a cabo un complejo proceso que permite la recepción del gas natural bajo ciertas condiciones técnicas, hasta su envío a la Estación Mamonal, en Cartagena. En la figura 27 se esquematiza el proceso que lleva regasificar el GNL.

**Figura 27**

*Proceso de regasificación de GNL*



*Nota.* Tomado de: Planta regasificadora, dos años brindándole confiabilidad al sector gas natural. Consultado el 12 de octubre de 2020, de <http://www.promigas.com/Es/Noticias/Paginas/RevistaMagasin/Edicion-27/Pagina-11.aspx>

Desde el momento de la llegada de la unidad flotante de almacenamiento (FSRU) es amarrada al muelle, mediante ganchos de amarre, se empieza a realizar la transferencia barco a barco mediante mangueras criogénicas las cuales soportan muy bajas temperaturas. Este procedimiento puede durar hasta 36 horas y puede almacenar GNL hasta 170.000 metros cúbicos a  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

La regasificación inicia luego de que el GNL es transferido por medio de bombas, a los tanques de almacenamiento de la unidad flotante, donde se calienta el GNL con el agua del mar hasta llegar a un estado gaseoso, hecho esto, el GNL se transfiere a tierra mediante brazos de descarga de gas natural de alta presión, ubicados en la plataforma. Allí, los brazos se conectan con el gasoducto offshore de 18 pulgadas de diámetro, ubicado a lo largo de la pasarela de acceso al muelle, a 733 metros de la línea de costa del terminal, el gasoducto se entierra y realiza un recorrido de aproximadamente 860 metros hasta conectarse finalmente con la estación de medición de gas natural, localizada en el terminal en tierra. El GNL regasificado pasa por etapa de filtración a fin de asegurar la remoción de cualquier particulado sólido o líquido que pueda ser arrastrado hacia el gasoducto.

Posterior a la etapa de filtración, se realiza la medición de cantidad y calidad del gas, a través de medidores de flujo de tipo ultrasónico, asegurando así un excelente control del gas entregado al cliente. El gas natural hace un recorrido de aproximadamente 9,2 kilómetros hasta conectarse a la estación Mamonal, ubicada en la zona industrial de Mamonal en Cartagena.

### ***6.1.3 Plantas de licuefacción de jobo – CANACOL ENERGY LTDA***

Durante el año 2019 Canacol Energy instaló cuatro módulos de licuefacción de gas natural adquiridos a Galileo Technologies en su principal planta de procesamiento de gas ubicada en Jobo en el departamento de Córdoba. El objetivo de la empresa conjunta con Galileo es instalar terminales en otras partes de Colombia y suministrar soluciones para el usuario final con el objetivo de reemplazar el diésel, la gasolina, el gas natural comprimido, el propano y otros combustibles con GNL. El GNL es una solución más limpia, más económica y segura que combina menores costos con menores emisiones de contaminantes.

Los cuatro módulos de licuefacción de gas natural son capaces de convertir 2.4 millones de pies cúbicos por día (“mmscfpd”) de gas en 29,000 galones de GNL. Este GNL está siendo vendido en las facilidades a un tercero, para distribución a sus clientes a través de camiones en Antioquia y Santander, a distancias de hasta 800 kilómetros de Jobo.

Según la Guía del Gas unos 65 mmscfpd de gas natural comprimido y 80 mmscfpd de propano son consumidos actualmente en Colombia, y una cantidad importante del propano es importada de Estados Unidos. La figura 28 muestra la distribución de una planta de producción de GNL.

### Figura 28

*Planta de producción de GNL en fase de construcción*



*Nota.* Representación en fase de construcción. Tomado de Galileo Technologies. Consultado el 12 de octubre de 2020, desde <https://www.galileoar.com/embed/>

#### ***6.1.4 Terminal de regasificación de GNL en Barú, Cartagena***

La primera planta flotante de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) del país, está ubicada en el terminal de la Sociedad Portuaria El Cayao (Spec) en Cartagena, fue inaugurada el 2 de diciembre de 2016 con la presencia del expresidente Juan Manuel Santos.

El proyecto que opera en una concesión portuaria entregada por Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) tuvo una inversión aproximada de 140 millones de dólares. La planta funciona con una unidad flotante de almacenamiento y regasificación de GNL, que tiene una capacidad de carga de 170.000 metros cúbicos de gas. El GNL con el cual trabaja la planta es importado y llega al terminal en buques metaneros. La importación de GNL brinda mayor competitividad a los precios de energía eléctrica ya que reemplaza la generación con combustibles líquidos.

La construcción de este proyecto, que es el primero de su tipo en Colombia, estuvo a cargo de la firma española Sacyr y comenzó en julio de 2015.

SPEC (sociedad portuaria El Cayao) opera la terminal de regasificación de GNL en Colombia, la cual entrega el gas natural al Sistema Nacional de Transporte, brindando confiabilidad en el suministro de gas natural para la generación eléctrica del país. En la tabla 7 se describe el desarrollo propuesto para el funcionamiento de esta planta.

**Tabla 7**

Descripción del proceso regasificación Barú, Cartagena

Proceso	Descripción
Descargue y recibo de Gas Natural Licuado	Tiempo de transferencia de GNL desde Carrier a la terminal: No más de 18 horas para 170.000 m <sup>3</sup> de GNL sin incluir tiempos de conexión y desconexión del Carrier
Almacenamiento de Gas Natural Licuado	Capacidad útil de almacenamiento: No menos de 170.000 m <sup>3</sup> de GNL. Boil Of Gas (BOG): 0,15% por día del GNL almacenado. Inventario Mínimo: 34.000 m <sup>3</sup> de GNL
Regasificación	Capacidad máxima de regasificación: No menos de 400 MPCD. Capacidad mínima de regasificación: No más de 50 MPCD. Tiempo de arranque en frío: No más de seis (6) horas. Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual Mínimo dos (2) brazos de gas natural de alta presión (HPNG), cada uno de ellos diseñado con una capacidad de envío de gas natural de 400 MPCD
Carga de carrotanques de Gas Natural Licuado	Mínimo dos (2) bahías de carga. Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual. Rata de carga 50 m <sup>3</sup> /hora de GNL por bahía de carga. Una (1) estación de transferencia de custodia de GNL
Trasvase de Gas Natural Licuado a buques metaneros y puesta en frío	Rata de carga no menos de 50 m <sup>3</sup> /hora de GNL Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual. Una (1) estación de transferencia de custodia de GNL

**Tabla 7***Continuación.*

Entrega de gas natural en el SNT	<p>Una (1) estación de transferencia de custodia de gas natural para entrega al Gasoducto Buenaventura – Yumbo.</p> <p>Gas regasificado entregado a la estación de transferencia de custodia de gas natural en condiciones RUT.</p> <p>Presión de entrega al gasoducto Buenaventura – Yumbo: no menos de 1.200 psig.</p> <p>Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.</p>
Entrega de gas a sistemas de distribución local y usuarios no regulados.	<p>Una (1) estación de transferencia de custodia de gas natural para entrega de gas regasificado entregado a gasoductos de conexión de sistemas de distribución local o usuarios no regulados en condiciones RUT.</p> <p>Presión de entrega a gasoductos de conexión respectivos: hasta 1.200 psig</p>

*Nota.* Tomado de Unidad de Planeación Minero energética-UPME. (2020). Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural. [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan\\_de\\_gas\\_documento\\_de\\_consulta.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_de_gas_documento_de_consulta.pdf)

## 6.2 Gasoducto binacional Colombia- Venezuela

La interconexión gasífera colombo-venezolana, que tiene por nombre Plan Semilla 2005-2030 inició como una estrategia para transportar gas a ambos países, aprovechando el recurso existente tanto en Colombia como en Venezuela. Inicialmente el sentido de transporte es Colombia-Venezuela y viceversa cuando Colombia lo necesitara, pero que a partir del 2016 se podría importar gas desde Venezuela. En este acuerdo se menciona, que 39 millones de pies cúbicos serían los importados.

Este gasoducto cuenta con una longitud de 224.4 kilómetros, de los cuales en el territorio colombiano se encuentran 88.5 kilómetros y tiene una capacidad para transportar 500 millones de pies cúbicos por día de gas (MPCD) el cual tuvo una inversión de 335 millones de dólares. Las empresas

involucradas en este proyecto fueron Ecopetrol y Chevron por parte de Colombia y, por otra parte, PVDSA GAS de Venezuela.

Así pues, se conoció que por 4 años la cantidad para exportar gas es de 50 MPCD en 2008, 150 MPCD entre 2009 y 2010, 100 MPCD en el año 2011. Y para importación, un aproximado de 150 MPCD desde el año 2012 hasta el 2028 por un término de 16 años.

Este proyecto ampliamente no sólo busca la transferencia de gas, sino interconectar Latinoamérica, transportando petróleo a países como Argentina, Uruguay y Paraguay, convirtiéndose éste en un poliducto, así como lo indican los planes estratégicos de la empresa petrolera PVDSA.

La ejecución de este proyecto facilitara la obtención de recursos debido a la alta demanda de gas, además de generar mayores regalías e impuestos, el impacto económico y social que involucró este proyecto tuvo gran reconocimiento por las cerca 5 mil 700 millones destinados para compensar el uso del territorio ancestral y afectaciones a la cultura indígena de la guajira, además de 220 empleos directos de los cuales 77 se incluyeron profesionales fortaleciendo el talento humano del país e incluso se extendió la invitación a participar en este proyecto a Panamá con el ánimo de expandir los planes energéticos de este proyecto.

En el ámbito político, la presidencia de Álvaro Uribe Vélez y Hugo Chávez Frías generaron un acuerdo en el que se mencionaron las acciones mediante memorandos que consolidaban un pacto binacional y se resumen en la tabla 8.

## **Tabla 8**

### *Acuerdos del pacto binacional*

<b>Fecha</b>	<b>Asunto tratado</b>
2002	Acuerdos binacionales para la construcción del gasoducto Ballenas – Maracaibo
2003	Los equipos técnicos de ambos gobiernos se comprometen a elaborar el cronograma de trabajo para la estructuración de los proyectos de construcción del gasoducto y de negociación de precios de compra y venta de gas. El gobierno colombiano promulga el Decreto 1493 que deroga el Decreto 225 de 2000 por medio del cual se establecía que el área de influencia es el territorio por el cual atraviesan los gasoductos troncales.

2004	Se acordó la parte técnica, el costo de inversión, la metodología, bases del cálculo para el transporte y precios del gas, porcentajes de participación accionaria de cada país.
2005	Ecopetrol solicitó licencia ambiental para el desarrollo del Proyecto: “Gasoducto Ballenas (Colombia) – Centro de Refinación de Paraguaná CRP (Venezuela).
2006	El Ministerio de Minas y Energías autorizó a la empresa el inicio de la construcción del gasoducto en el tramo colombiano.
2007	Se inaugura el gasoducto transoceánico.

Nota. Tomado y modificado de Ortiz, O. C. (2014.). Efectividad de la consulta previa del Proyecto de Interconexión Gasífera colombo-venezolano, tramo Antonio Ricaurte.

Luego de esto, el contrato al que las dos naciones decidieron suscribirse para que, en primer lugar, Colombia suministrara gas a la región venezolana para luego abastecerse de este país, manteniendo así sus expectativas de las elevadas reservas que ascendían a 427 billones de pies cúbicos para el año 2013. La prioridad del acuerdo entre los dos países pretendía satisfacer la necesidad de gas en Colombia que se prevería para los años 2021 y 2022, sin embargo, PDVSA no cumplió con dicho acuerdo en base una tensión política que deshonra la promesa pactada. Un marco importante para tener en cuenta son los elevados activos energéticos del país vecino que, ante la alta crisis económica de ese país, se está insistiendo en la importación de gas puesto que hoy en día se cuenta con la infraestructura necesaria para hacerlo.

### 6.3 Descubrimiento de gas en el caribe colombiano, expectativas y resultados

El gas natural es una fuente de energía con un doble impacto a nivel industrial y residencial, dado que satisface dos necesidades significativas; satisfacer la demanda energética y a su vez reducir la contaminación, pues este combustible fósil genera tan solo un 40% a 50% menos emisiones que el carbón. Con base a lo mencionado anteriormente, el gas natural juega un papel

importante en una apuesta por el uso de energías más limpias entre las que compite con energías renovables y no renovables. Este principio desvía la mirada objetivamente hacia el aumento de la actividad exploratoria principalmente en la costa afuera del caribe colombiano, con el propósito de aumentar las reservas actuales.

### **6.3.1 Orca**

Esta fuente de gas natural está localizada a 40 kilómetros del norte de la costa del departamento de la guajira y localizado en el bloque Tayrona, deslumbró el descubrimiento gasífero luego de una prueba de flujo que corroboró el hallazgo de gas a finales del 2014. Este descubrimiento es el segundo hallazgo después de Chuchupa, cuyo descubrimiento data de más de hace 40 años. La participación operaria de este pozo está en manos de la brasileña Petrobras, Ecopetrol y Repsol con valores del 40% por parte la operadora Petrobras y la otra parte de igual participación entre Ecopetrol y Shell.

Se espera que los planes de evaluación social, ambiental y económica finalicen pronto y se dé inicio a etapas de producción. Felipe Bayón Pardo presidente de Ecopetrol señala que este nuevo escenario, lleve de la producción y desarrollo de este hallazgo al mercado del gas entre el 2023 y 2024.

### **6.3.2 Gorgon-1**

El pozo Gorgon 1 hace parte del bloque Purple Angel, que limita con los bloques Fuerte Sur, Fuerte Norte y Col-5 en un área total de 14.900 kilómetros. En el año 2017 Ecopetrol informó que Gorgon-1 mostro gas natural en aguas profundas del caribe en un espesor de 740 metros con intervalos netos que suman entre 80 y 110 metros y a más de 1300 metros bajo el lecho marino.

Desde entonces y hasta ahora, la empresa petrolera Royal Dutch Shell ha anunciado su asociación con Ecopetrol en una participación del 50% entre tres de los cuatro bloques ya

mencionados, con lo cual ya se ha definido la perforación de un pozo delimitador que concluirá sus trabajos a finales del presente año. La alianza estratégica con esta compañía hará concluir las expectativas integradas al negocio de los hidrocarburos, las perspectivas de crecimiento de Ecopetrol que se han tenido desde el descubrimiento de esta provincia gasífera.

### ***6.3.3 Purple Angel***

Con una profundidad total de 4.795 metros, mostrando presencia de gas en intervalos que suman un espesor neto entre 21 y 34 metros el cual hace parte de un plan exploratorio del año 2017 en el que se incluye la perforación de 5 pozos y un presupuesto de 650 millones de dólares según información relevante de Ecopetrol y publicada en marzo de ese año. Perforado por la compañía petrolera Anadarko, socia de Ecopetrol con un 50% de participación, uso el buque Bolette Dolphin, un novedoso y avanzado barco de perforación usado además para la perforación de otro pozo de gran importancia e interés en cuanto a recursos energéticos e inversión extranjera. Una vez informada al a superintendencia financiera la presencia de gas en esta zona del caribe, Ecopetrol y Shell EP Offshore Ventures Limited suscribieron un acuerdo mediante el cual esta última adquirirá el 50% de participación en los bloques Fuerte Sur, Purple Angel y COL-5, donde se espera que la participación de Shell con su experiencia en aguas profundas y ultra profundas asuma con grandes resultados la operación de este descubrimiento, dando inicios una prueba de producción a finales del año 2021 o antes de lo esperado, de esta manera lograr aumentar la oferta de gas en Colombia.

**Figura 29***Buque-perforador-Bolette-Dolphin*

*Nota.* Tomado de Buque-perforador-Bolette-Dolphin.jpg Recuperado 23 de enero de 2021, de <https://gerente.com/ve/new-rss/shell-compra-el-50-de-participacion-en-tres-bloques-colombianos-de-petroleo-y-gas/buque-perforador-bolette-dolphin-jpg-2/>

**6.3.4 Kronos**

Ubicado a 53 kilómetros del bloque Fuerte sur y descubierto en el año 2015, este proyecto logró una profundidad perforada de 3.720 metros en aguas ultra profundas de 1.584 metros, encontrándose allí un espesor neto de arena gasífera entre 40 a 70 metros, confirmando el potencial gasífero de la cuenca marina colombiana; dijo Juan Carlos Echeverry, presidente para ese entonces de Ecopetrol. Para el año 2015 la participación en este proyecto estaba liderada por Ecopetrol con un 50% y el otro 50% de participación y como empresa operadora Anadarko.

Sin embargo, para mediados del año 2019 Anadarko ha decidido finalizar la cooperación que sostenía con Ecopetrol sin alguna razón conocida, pero si manifestaron estar relacionada con

temas internos de reorganización y de portafolio de esta compañía. Tras el retiro de esta operadora, quien operó durante más de 7 años, ha dejado una tarea a su excolaboradora Ecopetrol quien deberá buscar un reemplazo para continuar las actividades de exploración y producción. En la figura 30 se observa la ubicación de estos descubrimientos gasíferos en el Caribe colombiano.

### Figura 30

*Ubicación de grandes hallazgos en el Caribe colombiano*



*Nota.* Tomado de Mayor hallazgo de gas en la historia de Colombia - Sectores - Economía - ELTIEMPO.COM. Recuperado 22 de enero de 2021, de <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/mayor-hallazgo-de-gas-en-la-historia-de-colombia-83976>

Mediante auditoría por parte de la Contraloría General de la República de Colombia, se efectuó un análisis de la gestión desarrollada por parte de Ecopetrol y la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el avance de la inversión para proyectos de exploración de petróleo y gas offshore donde se han desarrollado 19 contratos de exploración y producción y 13 contratos de evaluación técnica cedidas a 11 empresas en un periodo de 10 años y una inversión de USD \$1.101 Millones. De los contratos mencionados se precisan que solo se encuentra en etapa de producción el contrato de Asociación Guajira. Además, en la auditoría presentada por la entidad estatal, se

tuvieron en cuenta temas de relación de hallazgos y planes de mejoramiento, con lo que se espera avanzar.

#### **6.4 Obras de infraestructuras propuestas en Colombia para el transporte interno de gas natural**

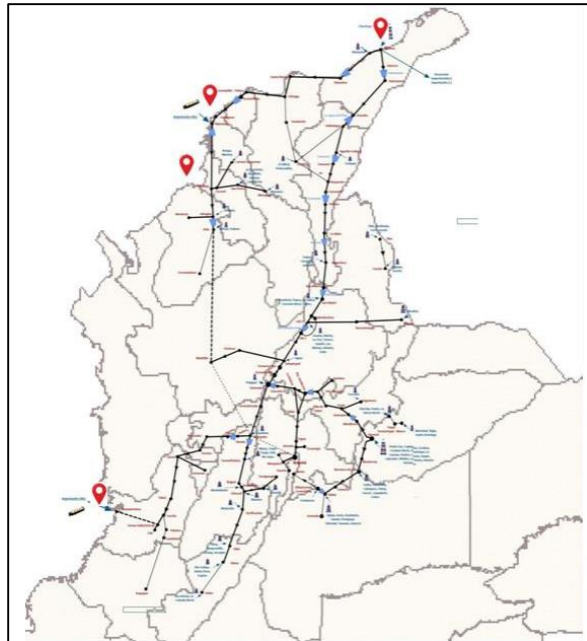
Según un informe publicado en julio del 2020 por la UPME titulado Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y el ministerio de minas y energía se planea iniciar ocho nuevas obras que pretenden mejorar, complementar y respaldar la infraestructura actual para el suministro de gas en Colombia prevista a entregarse para el año 2028. Estas obras tendrán una inversión inicial de USD \$800 millones, aproximadamente.

Dentro del nuevo plan para el abastecimiento interno de gas natural se ha propuesto la Planta de Regasificación del pacifico con capacidad de almacenamiento de 170.000 metros cúbicos y capacidad para regasificar 400 millones de pies cúbicos diarios de Gas Natural Licuado. Este proyecto sería complementario a la planta actual ubicada en Cartagena con la que se espera aumentar la capacidad de importación de GNL para el año 2027.

En él, fue necesario estimar y considerar cuatro alternativas de ubicación en donde todas tuvieran la capacidad de regasificar 400 MPCD y de almacenar 170 mil m<sup>3</sup> de GNL, estas alternativas se pueden observar en la figura 31.

**Figura 31**

*Opciones geográficas de importación de gas natural evaluadas para el año 2027*



*Nota.* Tomado de Unidad de Planeación Minero energética-UPME. (2020). Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural. [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan\\_de\\_gas\\_documento\\_de\\_consulta.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_de_gas_documento_de_consulta.pdf)

Otra obra estimada es el gasoducto Yumbo – Buenaventura con el objetivo de diversificar las fuentes de producción y la reducción de la oferta debido a fallas del sistema actual. Entre el plan de abastecimiento presentado por el Gobierno Nacional, se incluyen otras obras importantes como tres obras bidireccionales de los gasoductos Barranquilla – Ballena (norte) y Barrancabermeja - Ballena (norte – centro), la interconexión de los mercados del gas entre la Costa Atlántica y la capital del país y dos obras de refuerzo para el valle del cauca y Tolima Grande. A continuación, en la tabla 9 se presenta el plan estratégico y gestión de tiempos para dar marcha al inicio del desarrollo de estas obras.

**Tabla 9***Resumen de obras de Infraestructura Propuestas*

<b>Fecha propuesta de operación</b>	<b>Descripción</b>	<b>Inversión estimada (USD)</b>
Enero 2021	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el Barraca - Ballena de 100 MPCD	5 millones
Enero 2021	Montaje de la infraestructura necesaria para la interconexión del tramo Barranquilla - Ballena y el tramo Ballena Barrancabermeja de 170 MPCD	5 millones
Diciembre 2021	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el Barranquilla – Ballena de 170 MPCD	90 millones
Marzo 2022	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para ampliar la capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday a 20 MPCD	6 millones
Marzo 2022	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para ampliar la capacidad de transporte en el ramal Jamundí que garantice la atención de la demanda en el nodo Popayán de 3 MPCD	6 millones
Septiembre 2023	Montaje planta de Almacenamiento (170.000m <sup>3</sup> ) y Regasificación (400 MPCD) de GNL en la Bahía de Buenaventura	327 millones +/- 15%
Enero 2024	Montaje gasoducto Buenaventura/Yumbo con una capacidad de transporte de 400 MPCD	248 millones +/- 15%
Enero 2024	Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo – Vasconia de 250 MPCD	105 millones

*Nota.* Tomado de Unidad de Planeación Minero energética-UPME. (2020). Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural. [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan\\_de\\_gas\\_documento\\_de\\_consulta.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_de_gas_documento_de_consulta.pdf)

### 6.5 Proyectos potenciales de GNH alternativos al GNL

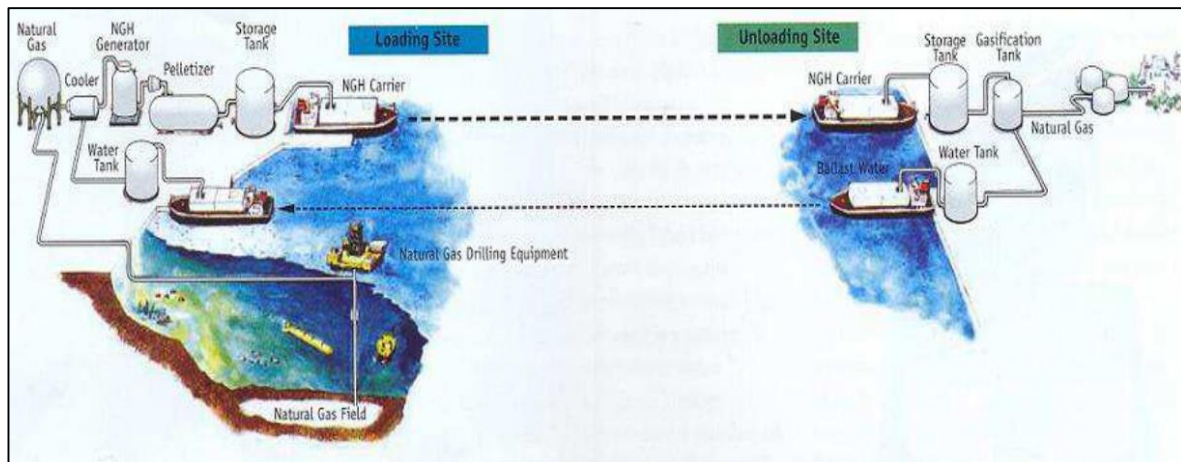
De acuerdo con el plan de abastecimiento propuesto por la Unidad de Planeación Minero Energética y tomado por el Gobierno Nacional, no solo se pretende asegurar el abastecimiento de combustible al país, sino aumentar las importaciones de gas natural a partir del año 2024 para satisfacer la demanda interna. En el estudio técnico propuesto por la UPME, se puede ver una clara oportunidad de innovar en el proceso de transporte de gas natural, que puede ser aplicada en el plan de obras propuesto, además se puede observar también una alternativa y una oportunidad no solo de abastecer el centro del país, sino también expandir las redes de abastecimiento y consolidar la red nacional de transporte.

A pesar de los avances que ha tenido el gobierno nacional en temas de inversión, desarrollo de pozos costa afuera y en general la reactivación petrolera de Colombia, no se ha tenido en cuenta ningún proyecto tecnológico diferente al almacenamiento y transporte de gas natural del ya existente en el país.

Teniendo en cuenta que el almacenamiento y transporte de gas natural por medio de hidratos es mucho más seguro que el GNL y el GNC, además del nivel representativo en la economía que tiene el transporte de gas, donde un proyecto de abastecimiento mediante gas hidratado podrá suplir la demanda de gas con un 25% de reducción de costos que con el GNL (Gudmundsson, et al., 1995), se considera importante un plan de desarrollo en el que se deberá tener en cuenta el transporte por HGN y el desarrollo de al menos un plan piloto que permita la investigación y desarrollo de este proceso, sobre todo en las obras encabezadas por la planta de regasificación y almacenamiento de gas natural en Buenaventura propuestas para el año 2023. En la figura 32 se presenta un sistema de transporte de hidratos desde el área de carga, iniciando con la fuente de la materia prima, hasta la descarga de ésta y su despacho al mercado del gas.

**Figura 32**

*Transporte de gas natural hidratado con estaciones regasificadoras*



*Nota.* La imagen representa el transporte de HGN a nivel marítimo, sin embargo, puede ser adaptado para realizar transporte terrestre. Tomado de Sierra, F., & Fajardo, G. (2011). LICUEFACCIÓN DEL GAS NATURAL.

La perspectiva general de la tecnología HGN en Colombia expresa un desinterés actual por parte de compañías y organismos nacionales pues no hay una investigación en curso o un desarrollo de un piloto sobre HGN como medio de transporte en el país, debido a la alta incertidumbre a la viabilidad de un proyecto con poca experiencia, por lo que no hay una razón sólida con la que se pueda pensar en el HGN para monetizar las reservas de gas cuando ya se cuenta con otras tecnologías ya desarrolladas en el país como el GNL y el GNC (Hardy, B., Tamburello, D., Corgnale, C., Anton, D., & Sulic, M., 2015).

## 7. Análisis técnico-económico de GNH para posible aplicación en Colombia

Para determinar las condiciones favorables de implementación económica del transporte de gas metano a través de cristales de hidratos se hace necesario calcular los costos fijos de inversión, la tasa interna de retorno y el valor presente neto, posterior a ello se determina su factibilidad mediante el análisis de estos cálculos económicos.

Para realizar los cálculos, se determina cuanto suma los costos de una planta de producción de hidrato de gas, esta planta cumple las especificaciones de producción, de acuerdo con Taheri, Z., Shabani, M. R., Nazari, K., & Mehdizaheh, A. (2014). Los costos de esta planta de producción de HGN se pueden observar en la tabla 10.

De la misma manera se estiman costos para la planta de regasificación; esta planta se define bajo dos planteamientos; el primero consiste en hacer calentar los cristales de hidrato a presión atmosférica a una temperatura constante y luego mediante un compresor, llevarlos presión de tubería. El segundo planteamiento supone un proceso para separar el gas natural del cristal de hielo mediante el calentamiento del hidrato dentro de un recipiente que se encuentre ya a presión de tubería.

En este trabajo se ha realizado una estimación del proyecto, teniendo en cuenta un escenario propuesto donde el transporte del hidrato será a través de camiones debidamente acondicionado para mantener las condiciones de temperatura y de estabilidad del hidrato asegurándose de mantenerlo congelado a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  aunque la presión se reduzca. Este escenario

también asume que el transporte será el recorrido desde la planta de producción del hidrato de gas hasta una planta regasificadora donde se convertirá en gas natural por medio de deshidratación.

**Tabla 10**

*Costo de una planta de producción y regasificación de hidratos de gas*

<b>Equipamiento</b>	<b>Costo (USD)</b>
Unidad de producción de hidratos de gas	\$8,832,876
Unidad de regasificación	\$ 2,825,130
<b>Total</b>	<b>\$11,658,006</b>

Nota. Tomado de Taheri, Z., Shabani, M. R., Nazari, K., & Mehdizaheh, A. (2014). Natural gas transportation and storage by hydrate technology: Iran case study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21, 846–849. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.09.026>

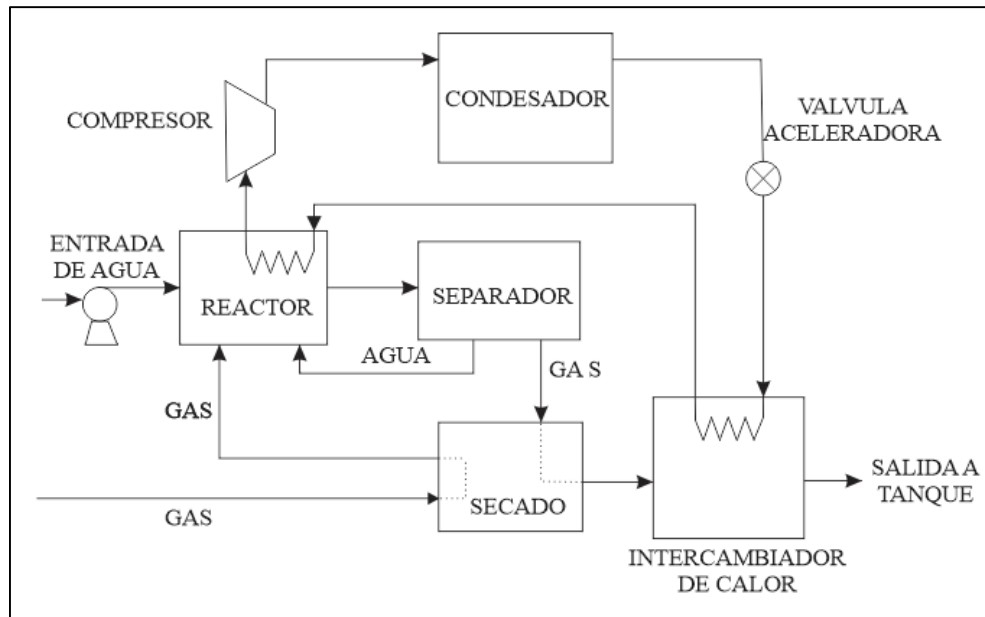
Es valor estimado de las dos unidades propuestas en la tabla anterior se evalúan teniendo en cuenta una capacidad de almacenamiento de 40,000 metros cúbicos de gas y un terreno total de 10 hectáreas con su respectivo acondicionamiento para llevar a cabo el desarrollo de las operaciones.

La unidad de regasificación que fue seleccionada para este estudio económico es una unidad sin compresor, es decir que, por medio de deshidratación de los cristales de hidrato en un recipiente a presión de tubería, se permite la liberación del gas metano de los cristales de hidrato. Se decide usar este método de regasificación con el fin de reducir el gasto del compresor y por lo tanto, disminuir los costos de inversión.

La figura 33 muestra un esquema de una planta de producción de hidratos de gas propuesto por Abdalla, B. K., & Abdullatef, (2005), el cual sirvió de base y análisis para determinar el costo de esta planta.

### Figura 33

*Esquema del proceso de producción de hidratos de gas*



*Nota.* Modificado de Abdalla, B. K., & Abdullatef, N. A. (2005). Simulation and economic evaluation of natural gas hydrates [NGH] as an alternative to liquefied natural gas [LNG]. *Catalysis Today*, 106(1–4), 256–258. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2005.07.184>

## 7.1 CAPEX

Los costos de inversión fija se hallan sumando los costos de la planta de producción, el costo del transporte, los costos de la regasificación y otros costos correspondientes a la instalación y locación del proyecto, entre otros. El costo del transporte se determina teniendo el uso de 50 camiones cisterna con capacidad de por lo menos 40 metros cúbicos cada uno: la cantidad de camiones se obtuvo de acuerdo la investigación de Taheri et al. (2014) donde plantea un escenario

similar. Cada camión presenta un recorrido desde la planta de producción hasta la planta de regasificación de 100 kilómetros; esta distancia es una base de cálculo para facilitar las proyecciones de futuros proyectos de transporte de HGN en Colombia. La ruta del transporte de hidratos se plantea teniendo en cuenta las redes de distribución de gas en Colombia, con el fin de realizar el transporte de gas a zonas donde el acceso a esta fuente de energía es escaso o donde por cualquier motivo, sea haga necesario realizar el transporte de gas por medio de hidratos.

En la tabla 11 se aprecian además otros gastos correspondientes a la instalación de las unidades, costos de tubería, tanques de almacenamiento y el costo de los vehículos acondicionados y necesarios en el proceso de transporte del hidrato.

**Tabla 11***Costos aproximados del capital de inversión*

<b>Requerimiento</b>	<b>Costo (USD)</b>
Equipos de producción y regasificación	\$11,658,006
Costos de instalación	\$5,479,263
Tubería	\$7,694,284
Tanques de almacenamiento	\$ 6,000,000
Camiones de transporte	\$9,755,232
Suelos	\$3,000,000
<b>Total CAPEX</b>	<b>\$ 45,586,785</b>

*Nota.* Para el transporte del hidrato de gas se requieren 92 camiones, sin embargo, de manera estratégica se puede establecer un ruteo de vehículos con el fin de optimizar estos costos, estableciendo un máximo de 50 camiones. Tomado de Taheri, Z., Shabani, M. R., Nazari, K., & Mehdizaheh, A. (2014). Natural gas transportation and storage by hydrate technology: Iran case study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21, 846–849. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.09.026>

El costo del gas natural y el agua utilizado como materia prima para producir los hidratos de gas fue determinado teniendo en cuenta un caso hipotético donde se plantea que una población de 43,072 habitantes de una región colombiana que no cuente con acceso a gas natural domiciliario serán los principales consumidores del gas producido; como se observa en la figura 34, se seleccionó una región del Meta que no cuenta con este servicio, en donde cada habitante consumirá un promedio de 164,4 metros cúbicos de gas al año según la UPME. A partir de esta base de cálculo se estima la cantidad de agua requerida para formar el hidrato, que según Ayhan, D. (2010), se

requiere 1 metro cubico de agua para atrapar 160 metros cúbicos de gas metano y formar el hidrato de gas.

### Figura 34

*Población colombiana sin acceso a gas natural*

POBLACIÓN COLOMBIANA SIN SERVICIO DE GAS NATURAL - DICIEMBRE DE 2017								
Departamento	No. de municipios	NBI % (Necesidades básicas insatisfechas)			Población (No. de habitantes)			No. de viviendas proyectadas por cabecera*
		Cabecera	Resto	Total	Cabecera	Resto	Total	
Amazonas**	11	31 %	60 %	44 %	24.981	21.969	45.163	6.642
Antioquia	26	39 %	63 %	54 %	74.444	134.531	208.975	19.793
Arauca	6	34 %	66 %	38 %	115.964	13.507	129.471	30.832
Bolívar	5	51 %	82 %	71 %	33.690	59.100	92.790	8.957
Boyacá	55	25 %	60 %	51 %	71.130	208.378	279.508	18.912
Caldas	5	20 %	32 %	28 %	23.208	42.719	65.927	6.170
Caquetá	15	44 %	64 %	54 %	107.410	92.626	200.036	28.557
Casanare	2	21 %	66 %	43 %	1.532	1.342	2.874	407
Cauca	24	52 %	70 %	67 %	68.226	375.351	443.577	18.139
Cesar	3	55 %	84 %	75 %	14.331	29.256	43.587	3.810
Chocó	26	62 %	76 %	71 %	72.736	149.311	222.047	19.339
Cundinamarca	6	22 %	41 %	37 %	11.517	38.897	50.414	3.062
Guainía**	9	46 %	90 %	64 %	10.891	7.906	18.797	2.896
Guaviare	3	49 %	56 %	52 %	9.810	7.109	16.919	2.608
Huila	11	40 %	54 %	51 %	29.646	100.985	130.631	7.882
Meta	8	59 %	56 %	58 %	20.861	22.211	43.072	5.546

Nota. Tomado de Gas natural en Colombia. (s. f.). Recuperado 30 de octubre de 2020, de <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

## 7.2 Tasa interna de retorno TIR

Con base en este indicador se puede analizar la rentabilidad de un proyecto de transporte de gas por medio de cristales de hidrato, esta tasa de utilidad mide la corriente de ingresos estimados frente a la corriente de egresos calculados, dando una estimación aproximada del flujo de caja a años futuros de desarrollo del proyecto. El análisis de este parámetro permitirá determinar

si el transporte de hidratos de gas metano genera beneficios económicos o pérdidas respecto a la inversión.

Matemáticamente se determina mediante la siguiente igualdad

$$I_0 = \frac{F_1}{(1+i)} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \frac{F_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Siendo  $I_0$  la inversión total en el año cero y  $F_t$  los flujos de caja esperados en un tiempo  $t$ .

Se estima que para determinar la viabilidad de un proyecto se debe proyectar el fondo de inversión y los flujos de caja a un tiempo de 5 años.

Para determinar el flujo de ingresos en este proyecto, se calcula el precio de venta del gas según lo estipulado por la Resolución 048 de 2020, expedida por la CREG, que para el presente año es de \$1,523.91 pesos colombianos, lo que se traduce a USD\$ 0.396123 por metro cubico procesado. En la tabla 12 se estima el flujo de caja que tendría el proyecto.

**Tabla 12***Flujos de ingresos*

<b>Año</b>	<b>Flujos de ingresos (USD)</b>	<b>Año</b>	<b>Flujos de ingresos (USD)</b>	<b>Año</b>	<b>Flujos de ingresos (USD)</b>
0	-\$45,586,785	10	\$2,804,961	16	\$2,804,961
1	\$2,804,961	11	\$2,804,961	17	\$2,804,961
2	\$2,804,961	12	\$2,804,961	18	\$2,804,961
3	\$2,804,961	13	\$2,804,961	19	\$2,804,961
4	\$2,804,961	14	\$2,804,961	20	\$2,804,961
5	\$2,804,961	15	\$2,804,961		
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 14.024.805</b>		<b>\$ 16.829.766</b>		<b>\$ 14.024.805</b>

Nota. La estimación del flujo de ingresos se realiza teniendo en cuenta solo los costos de inversión.

**Tabla 13***Estimaciones de TIR*

<b>Año</b>	<b>TIR</b>
5	-29.71 %
10	-7.97 %
15	-0.98 %
20	2.07 %

Nota. Los valores negativos manifiestan que el flujo de efectivo es menor que la inversión inicial

Como se observa en la tabla 13, la tasa interna de retorno toma valores negativos los primeros 3 lustros, esto es debido a la alta inversión comparada con el flujo de ingresos anual de del proyecto. La tasa interna de retorno es un indicador satisfactorio para concluir si un proyecto se puede rechazar o este se debe aprobar esperando una rentabilidad positiva en un periodo de 5 años.

Así mismo, teniendo en cuenta la tabla 13 donde se repiten valores negativos hasta el año 20 se puede inferir que el proyecto presentara dificultades para recuperar la inversión en un periodo de tiempo relativamente corto. Aunque las estimaciones del TIR se basan en predicciones futuras, éste dependerá mucho del aumento del flujo de ingresos proveniente de la venta de gas en caso necesario de distribuir gas a otros sectores poblacionales u otro tipo de cliente, en este momento la tasa interna de retorno se haría positiva en un periodo de tiempo menor

### 7.3 Calculo del VAN

Un indicador importante para calcular y para continuar con este análisis económico es el valor neto actual (VAN), el cual constituye un criterio de inversión de mayor aceptación, pues podría ayudar a conocer la cantidad de ganancia o pérdida del proyecto propuesto en este trabajo.

Matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

$$VAN = -I_0 + \frac{F_1}{(1+i)} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \frac{F_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

$I_0$  = inversión inicial

$F_t$  = flujos de caja en un tiempo t

i = tipo de interés del proyecto o rentabilidad del proyecto

**Tabla 14***Valor actual neto del proyecto*

<b>Año</b>	<b>VAN USD</b>
5	-\$34,953,775.96
10	-\$28,351,513.91
15	-\$24,252,028.63
20	- \$21,706,570.80

Nota. Los valores negativos manifiestan que el flujo de efectivo es menor que la inversión inicial

Los valores del VAN al igual que el TIR, son indicadores de si una inversión es viable o no, en cuanto los valores de este sean positivos o negativos. De acuerdo con el resultado obtenido en la tabla 14, se puede analizar que este proyecto tendría una pérdida de -\$34,953,775.96USD los primeros 5 años. Este indicador muestra que un proyecto de generación de HGN propuesto en este trabajo es inviable una vez que opta un valor negativo y en consecuencia hace inviable económicamente la ejecución del proyecto.

#### **7.4 Análisis técnico-económico GNL comparativo**

En relación con los objetivos del proyecto, se hace necesario realizar una comparativa de un escenario similar para un proyecto de GNL con características similares en cuanto a capacidad de producción, regasificación, transporte y almacenamiento. Para este caso de estudio, se compara la planta de licuefacción de Canacol Energy ubicada en el departamento de Córdoba en cercanías de la estación Jobo. Esta planta tiene una capacidad instalada de 60.000 metros cúbicos por día con el uso de 4 módulos de licuefacción, tres veces más que la producción requerida, por lo que sería requerida solo 3 módulos para este proyecto. En la figura 35 se presenta un modelo de

estaciones de GNL, donde el costo de cada módulo de licuefacción tiene un valor 4.5 millones de dólares de acuerdo con Galileo Technologies. (2019). “Producción Distribuida de GNL De múltiples fuentes de gas a los consumidores”. Consultado el 30 de octubre de 2020, de <http://media.arpel2011.clk.com.uy/chilegas/delcampo.pdf>

### Figura 35

*Nano estaciones Cryobox® de GNL Galileo*



Nota. Tomado de “Canacol aplica la Producción Distribuida de GNL de Galileo”. Consultado el 30 de octubre de 2020, de <https://www.galileoar.com/canacol-aplicara-la-tecnologia-de-produccion-distribuida-de-gnl-de-galileo-en-un-yacimiento-colombiano/>

**Tabla 15***Costos de una planta de licuefacción y regasificación de GNL*

<b>Equipamiento</b>	<b>Costo (USD)</b>
Nano estaciones Cryobox®	\$ 4,500,000
Unidad de regasificación	\$ 4,000,000
<b>Total</b>	<b>\$ 8,500,000</b>

La estimación de precio de venta para este proyecto se toma en cuenta un tiempo mínimo de 20 años. Teniendo en cuenta el trabajo propuesto por Rojas, D. G. C. (2015). Estudio de factibilidad técnica para la construcción de una planta de regasificación (GNL) en Colombia, se espera que proyecto de GNL en el país alcance un valor cercano a los USD \$612,000,000 en 10 años. De esta manera se logra calcular y presentar en la tabla 16 la tasa interna de retorno y el valor actual para su posterior análisis y comparación con un proyecto de GNH.

**Tabla 16***TIR de un proyecto de GNL*

<b>Año</b>	<b>TIR</b>
5	24.44 %
10	34.92 %
15	36.41 %
20	36.69 %

**Tabla 17***Valor neto actual de un proyecto de GNL*

Año	VAN USD
5	\$66,141,668
10	\$160,914,293
15	\$229,597,621
20	\$272,244,564

De lo observado en la tabla 16 y 17, el TIR y VAN indican que el proyecto es muy viable, la recuperación de la inversión a corto plazo es concluyente con los resultados obtenidos. Al realizar una comparativa con el análisis económico propuesto en este trabajo de grado se puede inferir que la baja demanda y los altos costos; hacen de un proyecto de transporte de hidratos un mercado con muchos obstáculos país.

### 7.5 Ratio de rentabilidad de ventas

este indicador nos brinda información importante en este análisis económico, permite calcular cuánto el costo de producción de una unidad del producto de venta y a partir de ello conocer el porcentaje de utilidad o ganancia que se puede obtener de un producto, teniendo en cuenta que este factor no asume otros costos relacionados como intereses, impuestos o amortización.

Se puede expresar de la siguiente manera:

$$\frac{\text{resultado neto}}{\text{ventas}} \times 100 = ROE$$

Teniendo en cuenta que, para calcular este valor, es necesario calcular los costos necesarios para producir 1 metro cubico de HGN, sin tener en cuenta costos de inversión fija, es decir, costos de transporte, costos de materia prima, costo de producción de HGN y el costo de regasificación. De esta manera se logra calcular una rentabilidad del 24%, quiere decir esto, que el valor de venta de 1 metro cubico de gas metano que paso por un proceso de producción de hidratos de gas, genera un 24% más de valor que lo que cuesta producirlo.

**Tabla 18**

*Cuadro comparativo de tecnologías para el transporte de gas natural*

<b>GNH</b>	<b>GNL</b>	<b>GNC</b>
Hasta 170 veces	Hasta 600 veces	Hasta 150 veces
<b>SOLIDO</b>	<b>LIQUIDO</b>	<b>GASEOSO</b>
Distancias cortas	Largas distancias (entre países) y grandes cantidades	Distancias cortas (Desde la estación de compresión a la de descompresión) y pequeñas cantidades
Buques y carrotanques	Buques	cilindros y carrotanques
No es viable	Muy viable	Viable a distancias cortas

## 8. Conclusiones

Con base a los análisis de costos, tasa interna de retorno y valor neto actual. Se concluye que, de este estudio de “factibilidad en Colombia del transporte de gas natural por medio de hidratos” realizado en el presente trabajo; se obtuvo un resultado de no viable debido a las altas inversiones y baja rentabilidad económica de la tasa de utilidad.

La aplicación de un sistema de transporte de gas metano por medio de hidratos de gas hace de este, un método confiable y seguro de transportar gas disminuyendo el riesgo de explosiones debido a la lenta liberación del gas a temperatura ambiente y presión atmosférica.

En contraste con el GNL, el almacenamiento de hidratos de gas es más económico ya que se mantienen estables a temperaturas de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ , mientras que el GNL requiere temperaturas muy bajas (que pueden alcanzar los  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) para mantener en estado líquido el gas natural.

Para transportar 7 millones de metros cúbicos es necesario usar 3,688 metros cúbicos de agua. Este aumento en el peso del transporte del gas hace que la implementación de este método de transporte sea desfavorable económicamente. A esto se agrega, con base al resultado de la tasa interna de retorno (TIR) que el tiempo en años para lograr la recuperación de la inversión del capital es incalculable, esto es debido a que cada año el proyecto genera un flujo de caja negativo en consecuencia con la diferencia entre los ingresos y los egresos anuales.

De acuerdo con el cálculo de rentabilidad se puede concluir que la venta de 1 metro cubico de GNL genera 1.75 veces más ganancias que la venta de 1 metro cubico de HGN, teniendo en cuenta que la rentabilidad del GNL es del 42%.

De acuerdo con los resultados obtenidos al comparar un proyecto de GNH con uno de GNL, se concluye que los altos costos de inversión y la baja demanda del escenario propuesto en este caso, hacen de este proyecto, uno con bajas posibilidades de crecimiento económico en el país.

## 9. Recomendaciones

Realizar un estudio técnico-económico de la implementación de unidades de almacenamiento de GNH, ya que como tecnología para almacenar el gas natural tiene mejor funcionalidad.

Se recomienda realizar una investigación de mercados en un sector industrial y residencial con el propósito de recaudar mejores datos económicos de este proyecto, teniendo en cuenta un sector real del país.

Se recomienda realizar un estudio de factibilidad técnico-económica para la construcción de una planta de producción de Hidratos de gas, teniendo en cuenta los distintos procesos de producción, con el fin de comprender cuál de estos logran tener más rendimiento económico en la producción del hidrato.

Se recomienda realizar un diseño de una planta regasificadora para hidratos de gas en donde se aplique y se comparen los dos escenarios propuestos en este trabajo de grado.

### Referencias Bibliográficas

- Abdalla, B. K., & Abdullatef, N. A. (2005). Simulation and economic evaluation of natural gas hydrates [NGH] as an alternative to liquefied natural gas [LNG]. *Catalysis Today*, 106(1-4), 256-258. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2005.07.184>
- Anadarko devolvió bloques que operaba con Ecopetrol | Negocios | Portafolio. (s. f.). Recuperado 23 de enero de 2021, de <https://www.portafolio.co/negocios/anadarko-devolvio-bloques-que-operaba-con-ecopetrol-530983>
- Artículo de TWA Hidratos de gas: dónde y cómo buscarlos. (s. f.). Recuperado 10 de octubre de 2020, de <https://pubs.spe.org/en/twa/twa-article-detail/?art=3559>
- Ayhan, D. (2010). Green Energy And Technology: Methane Gas Hydrate. En *Green Energy and Technology* (Vol. 34).
- Bevilacqua, M., & Storti, L. (2019). Informes de cadenas de valor. 50. Recuperado de [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspmicro\\_cadenas\\_de\\_valor\\_fruta\\_de\\_carozo.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspmicro_cadenas_de_valor_fruta_de_carozo.pdf)
- Bibliografía. (s. f.). Recuperado 19 de octubre de 2020, de <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/bibliografia/Bibliografia.aspx>
- Bil, K. J. (2003). Economic Perspective of Methane from Hydrate. 349-360. [https://doi.org/10.1007/978-94-011-4387-5\\_26](https://doi.org/10.1007/978-94-011-4387-5_26)
- Buque-perforador-Bolette-Dolphin.jpg - Venezuela. (s. f.). Recuperado 23 de enero de 2021, de <https://gerente.com/ve/new-rss/shell-compra-el-50-de-participacion-en-tres-bloques-colombianos-de-petroleo-y-gas/buque-perforador-bolette-dolphin-jpg-2/>
- Canacol aplica la Producción Distribuida de GNL de Galileo. (s. f.). Recuperado 30 de octubre de 2020, de <https://www.galileoar.com/canacol-aplicara-la-tecnologia-de-produccion-distribuida-de-gnl-de-galileo-en-un-yacimiento-colombiano/>
- Características del gas natural | Nedgia. (s. f.). Recuperado 19 de octubre de 2020, de <https://www.nedgia.es/conocenos/caracteristicas-del-gas-natural/>
- Collett, T. S., States, U., Survey, G., Gas, N., & Program, H. (2015). The Gas Hydrates Resource Pyramid. 2(August).
- Comisión regulatoria de energía y gas. (2004). *Compresión Y Transporte De Gas Natural Comprimido: Propuesta Regulatoria Para Consulta*. 86.
- Distribución. (s. f.). Recuperado 18 de octubre de 2020, de [https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/gas\\_natural/distribucion/distribucion](https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/gas_natural/distribucion/distribucion)

E. dandy Sloan, C. A. K. (s. f.). clathrate hydrates of natural gases.

Economía. (2014). Ecopetrol anuncia hallazgo de hidrocarburos en aguas del Caribe colombiano. Espectador.com. <http://www.elespectador.com/noticias/economia/ecopetrol-anuncia-hallazgo-de-hidrocarburos-aguas-del-c-articulo-531036>

Ecopetrol, S. (2017). Éxito exploratorio en Gorgon confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano. 2-3. <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/descubrimiento-exploratorio-Gorgon>

Ecopetrol, S. (2017). Pozo Purple Angel-1 encuentra gas en aguas profundas del Caribe Colombiano. Boletines de prensa. <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/purple-angel-1-encuentra-gas>

Energética-UPME, U. de P. M. energética. (2012). Metodología para realizar la evaluación financiera que permita determinar la factibilidad económica de abastecimiento de gas natural en Colombia.

Galileo Technologies. (s. f.). Recuperado 12 de octubre de 2020, de <https://www.galileoar.com/embed/>

Galileo Technologies. (2019). Producción Distribuida de GNL De múltiples fuentes de gas a los consumidores. Recuperado 30 de octubre de 2020, de <http://media.arpel2011.clk.com.uy/chilegas/delcampo.pdf>

García, R. A. L. (2019). Disociación de hidratos de metano en solución de bromuro de tetrabutilfosfonio al 50%w.

Gas natural en Colombia. (s. f.). Recuperado 30 de octubre de 2020, de <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

Gordon Shearer, David Nissen, A. T. (2003). Liquefied natural gas for emerging marketS. (November).

Gudmundsson, J. S., Hveding, F., & Børrehaug, A. (1995). Transport Or Natural Gas As Frozen Hydrate .

Guerrero Suárez, F., & Llano Camacho, F. (2003). Caso de estudio. Gas natural en Colombia -Gas e.s.p. Estudios Gerenciales, (87), 115-146.

Hardy, B., Tamburello, D., Corgnale, C., Anton, D., & Sulic, M. (2015). Natural Gas transportation. Chemical Engineering Progress, 111(8), 63-69.

- Hernan Vasquez c. (2012). Hidratos de gas. Revista Universidad EAFIT, 32(102), 87-96.
- Histórico de Noticias GM. (s. f.). Recuperado 23 de enero de 2021, de <https://www.minenergia.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=24242318>
- ANH, E. S. . (2018). Informe de Auditoria De Cumplimineto A las Inversiones OffShore. Journal of Business Ethics, 14(3), 37-45.
- Janeth López, Enrique Rondón, A. V. (1998). Transporte de gas natural en forma de hidratos. AVPG, XIV Convención de Gas, 6(1), 59-66.
- Jannet Lopez, Enrique Rondon, A. viloria. (s. f.). Transporte de gas natural en forma de hidratos.
- Jorge, A., & Arias, M. (2006). Trabajo De Investigación Gas Natural Licuado Tecnología Y Mercado (pp. 1-52). pp. 1-52. Recuperado de [http://www.iae.org.ar/archivos/educ\\_gnl.pdf](http://www.iae.org.ar/archivos/educ_gnl.pdf)
- Kanda, H. (2006). Economic study on natural gas transportation with natural gas hydrate (NGH) pellets. International Gas Union World Gas Conference Papers, 4, 1990-2000.
- Khan, M. S., Lal, B., Bavoh, C. B., Keong, L. K., Bustam, A., & Mellon, N. B. (2017). Influence of Ammonium based Compounds for Gas Hydrate Mitigation: A Short Review. Indian Journal of Science and Technology, 10(5), 1-6. <https://doi.org/10.17485/ijst/2017/v10i5/99734>
- Mayor hallazgo de gas en la historia de Colombia - Sectores - Economía - ELTIEMPO.COM. (s. f.). Recuperado 22 de enero de 2021, de <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/mayor-hallazgo-de-gas-en-la-historia-de-colombia-83976>
- Naturgas. (2017). Visión sectorial del gas natural en Colombia (Documento extendido). 1-80.
- Neomexicana De GNC S A P I. (2018). Instalación, Operación y Mantenimiento de la Estación de Descompresión de GNC con capacidad de 2000 m<sup>3</sup>/h. (112).
- Ortiz, O. C. (s. f.). Efectividad de la consulta previa del Proyecto de Interconexión Gasífera colombo-venezolano, tramo Antonio Ricaurte.
- Pita, G. (2006). Introducción al GNL.
- Planta regasificadora, dos años brindándole confiabilidad al sector gas natural. (s. f.). Recuperado 12 de octubre de 2020, de <http://www.promigas.com/Es/Noticias/Paginas/Revista-Magasin/Edicion-27/Pagina-11.aspx>
- Regasificadora garantizará el gas para las térmicas: Spec | El Heraldo. (s. f.). Recuperado 11 de octubre de 2020, de <https://www.elheraldo.co/economia/regasificadora-garantizara-el-gas-para-las-termicas-spec-193851>

- Rojas, D. G. C. (2015). Estudio de factibilidad técnica para la construcción de una planta de regasificación (GNL) en Colombia. *Biomass Chem Eng*, 49(23–6), 1-15.
- Ruhe, C. H. W. (2009). BP Statistical Review of World Energy. *JAMA: The Journal of the American Medical Association*, 68(3), 299-306. <https://doi.org/10.1001/jama.1973.03220300055017>
- Sector gasífero en Colombia: importancia y retos para el autoabastecimiento y transición energética. - Crudo Transparente. (s. f.). Recuperado 21 de enero de 2021, de <https://crudotransparente.com/2019/09/26/sector-gasifero-en-colombia-importancia-y-retos-para-el-autoabastecimiento-y-transicion-energetica/>
- Sierra, F., & Fajardo, G. (2011). LICUEFACCIÓN DEL GAS NATURAL : (Número August 2014).
- Sloan, E. D. (2003). Fundamental principles and applications of natural gas hydrates. *Nature*, 426(6964), 353-359. <https://doi.org/10.1038/nature02135>
- Soto, C. (s. f.). Planta compresora de gas. Recuperado 11 de octubre de 2020, de <https://es.slideshare.net/romeliamp/planta-compresora-de-gas>
- Taheri, Z., Shabani, M. R., Nazari, K., & Mehdizadeh, A. (2014). Natural gas transportation and storage by hydrate technology: Iran case study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 21, 846-849. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.09.026>
- Transportadora de Gas Internacional. (s. f.). Recuperado 19 de octubre de 2020, de <https://www.tgi.com.co/industria-del-gas-natural/cadena-del-gas-natural>
- Unidad de Planeación Minero energética-UPME. (2020). Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural. 0, 80. [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan\\_de\\_gas\\_documento\\_de\\_consulta.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_de_gas_documento_de_consulta.pdf)
- Union Fenosa gas. (s. f.). La cadena de valor del gas natural. Recuperado 21 de octubre de 2020, de <https://www.unionfenosagas.com/es/Newsletter/NoticiaNewsletter/cadena-valor-gas-natural-NL-abril-2019?p=ABRIL2019>
- Walsh, M. R., Hancock, S. H., Wilson, S. J., Patil, S. L., Moridis, G. J., Boswell, R., Collett, T. S., Koh, C. A., & Sloan, E. D. (2009). Preliminary report on the commercial viability of gas production from natural gas hydrates. *Energy Economics*, 31(5), 815-823. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.03.006>
- Yin, Z., & Linga, P. (2019). Methane hydrates: A future clean energy resource. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 27(9), 2026-2036. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2019.01.005>
- Dawe, R. A., Thomas, S., & Kromah, M. (2004). Hydrate technology for transporting natural gas. *Engineering Journal of University of Qatar*, 16, 11-18.

Thomas, S., & Dawe, R. A. (2003). Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not need the gas for domestic use. *Energy*, 28(14), 1461-1477.  
[https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(03\)00124-5](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(03)00124-5)