

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

**Evaluación de las alternativas de abastecimiento de gas natural para un centro de consumo
en Colombia**

Mario Torres López

**Trabajo de Grado para optar por el título de
Especialista en Ingeniería del Gas**

Director

Erik Giovany Montes Páez

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería del Gas

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

*A la memoria de mi padre Mario (q.e.p.d) por
haber sido el gran hombre que fué
A mi madre Nelly luz y guía
A mi hermana Fedra Tatiana
A mi hermano Jaime y su familia
A Juan Felipe y Julián Camilo mis amados hijos
A toda mi familia
A mis amigos y amigas*

Mario Torres López

Agradecimiento

Soy una de esas personas afortunadas por tener alrededor a otras personas más valiosas que me impulsan y ayudan a cumplir con mis objetivos. Quiero agradecer a todos aquellos quienes comparten conmigo el día a día laboral y que además me honran con su sincera amistad en la Escuela de Ingeniería de Petróleos, es decir a todo su personal, porque después de todo no todo es trabajo.

Deseo agradecer especialmente a los Ingenieros Erik Montes y Cesar Pineda, quienes me brindaron el apoyo que permanente tuve para llevar a feliz término la tarea de escribir este trabajo.

Tabla de Contenido

Introducción	13
1. Generalidades del gas natural	15
1.1. Conceptos básicos del gas natural.....	15
1.1.1. Definición.....	15
1.1.2. Composición del gas natural.	15
1.1.3. Usos del gas natural.....	23
1.2. Propiedades del gas natural	24
1.2.1. Requerimientos de RUT.....	27
1.3. Cadena de producción y distribución del gas natural.....	31
1.3.1. Extracción.....	31
1.3.2. Tratamiento y procesamiento.	32
1.3.3. Almacenamiento.....	33
1.3.4. Distribución a centros de consumo.	37
1.4. El gas natural comprimido (GNC)	38
1.5. El gas natural licuado (GNL)	43
1.5.1. Pretratamiento del GNL.	44
1.5.2. Procesos de licuefacción.	47
1.5.3. Almacenamiento y transporte de GNL.....	57
1.5.4. Proceso de regasificación.	68
2. Normatividad colombiana para el manejo del gas natural.....	81
2.1. Regulación en materia de transporte y distribución de gas natural en Colombia	85
2.2. Normatividad técnica en materia de transporte y distribución de gas natural en Colombia	93
3. Comparación técnica entre transporte y distribución de GNC Y GNL	98
3.1. Transporte terrestre de GNC	99
3.2. Transporte terrestre de GNL	106
4. Análisis de costos de sistemas de transporte por carretera de GNC y GNL en Colombia .	115
4.1. Panorama prospectivo nacional.....	116
4.2. Presupuesto.....	137
4.2.1. Gasoducto Virtual para GNC.	138
4.2.2. Gasoducto Virtual para GNL.	142
4.3. Análisis de conveniencia.....	145
5. Conclusiones	152

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

6. Recomendaciones	155
Referencias Bibliográficas	156

Lista de Tablas

Tabla 1. Composición del gas natural de la Guajira, Colombia.....	16
Tabla 2. Especificaciones de Calidad del Gas Natural.	28
Tabla 3. Composición del GNL.	44
Tabla 4. Límites para sustancias perjudiciales en la licuefacción.	48
Tabla 5. Comparación de eficiencias para diferentes ciclos de refrigeración.	50
Tabla 6. Resumen de actualidad regulatoria 2019.	88
Tabla 7. Normas Técnicas vigentes.	96
Tabla 8. Producción fiscalizada.	126
Tabla 9. Cobertura de gas natural.....	128
Tabla 10. Usuarios de gas natural por departamento.	129
Tabla 11. Usuarios de gas natural por empresa distribuidora.	131
Tabla 12. Población Colombiana sin servicio de gas natural.	132
Tabla 13. Consumo de gas natural en Colombia a 2018.....	134
Tabla 14. Consumo de gas natural Regulado y no regulado, Residencial y No residencial.....	135
Tabla 15. Consumo y Estaciones de servicio para GNV.	137
Tabla 16. Características del Microbox MX 200.....	138
Tabla 17. Inversión y costo estimado de la estación de compresión.	139
Tabla 18. Inversión y costo estimado del sistema de almacenamiento.	140
Tabla 19. Inversión y costo estimado del sistema de transporte del GNC.	140
Tabla 20. Inversión y costo estimado del sistema de regulación.	141
Tabla 21. Inversión y costo estimado del sistema integrado de control SCADA.....	142
Tabla 22. Características del sistema Cryobox.....	142
Tabla 23. Inversión y costo estimado de la estación de licuefacción.	143
Tabla 24. Inversión y costo estimado del sistema de transporte del GNL.....	144
Tabla 25. Inversión y costo estimado del sistema de regasificación.	145
Tabla 26. Escenarios básicos para el análisis.	146

Lista de Figuras

Figura 1. Las series parafínicas de hidrocarburos.....	17
Figura 2. Isómeros del butano.	18
Figura 3. Las series Oleofínicas.....	19
Figura 4. Las series Nafténicas.	20
Figura 5. Las series Aromáticas.....	20
Figura 6. Domo de sal para un almacenamiento de gas natural (SEDIGAS).	35
Figura 7. Esquema de formación de depósitos subterráneos en rocas salinas con inyección por abajo.	36
Figura 8. Esquema de un almacenamiento de gas en acuífero.....	36
Figura 9. Cadena de valor del GNC.	39
Figura 10. Estación de compresión en pozo.	39
Figura 11. Transporte de GNC.	41
Figura 12. Unidad descompresora de Gas PRP.....	41
Figura 13. Estación de GNV.	42
Figura 14. Surtidor de GNV.	42
Figura 15. Procesos de tratamiento del gas natural previos a la licuefacción.	44
Figura 16. Modelo típico de una planta de producción de GNL.....	45
Figura 17. Proceso típico APCI.	52
Figura 18. Proceso en cascada PHILLIPS.....	53
Figura 19. Proceso PRICO®.	54
Figura 20. Proceso Statoil/Linde.....	55
Figura 21. Proceso IFP/Axens.	56
Figura 22. Proceso Shell de ciclo DMR.	57
Figura 23. Tanque de contención sencilla.	59
Figura 24. Tanque de contención doble.	60
Figura 25. Tanque de contención completa.	61
Figura 26. Tanque de membrana.....	62
Figura 27. Tanque enterrado.....	63
Figura 28. Ejemplo de requisitos de seguridad de construcción de buques tanque para el transporte de GNL en el mar.	64
Figura 29. Ejemplo de buque de membranas.	65
Figura 30. Ejemplo de un tanque de membrana para GNL.....	65
Figura 31. Ejemplo de buque de esferas.....	66
Figura 32. Ejemplo de un tanque esférico para GNL.....	66
Figura 33. Camión cisterna adaptado para GNL.	67
Figura 34. Elementos clave en la cadena de suministro de GNL.....	68
Figura 35. Modelo de terminal de recibo típico para GNL.	69
Figura 36. Brazos de descarga en un terminal de recibo GNL.	71
Figura 37. Modelo de bomba LP.....	72
Figura 38. Curva de operación de bomba LP.....	72
Figura 39. Esquema de un re-condensador BOG.	74
Figura 40. Modelo de bomba HP.	75
Figura 41. Curva de operación de bomba HP.	76
Figura 42. Vaporizador Open rack.	77

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Figura 43. Vaporizador de combustión sumergida.	78
Figura 44. Vaporizador de fluido intermedio.	79
Figura 45. Vaporizador de aire ambiental.	79
Figura 46. Esquema del proceso de regasificación de GNL.....	80
Figura 47. Mapa colombiano de SNT de gas natural.	86
Figura 48. Cadena de suministro de GNC y GNL.	98
Figura 49. Compresor de GNC Microbox.	100
Figura 50. Compresor para cabeza de pozo.	101
Figura 51. Contenedores MAT®.	102
Figura 52. Plataforma de Almacenamiento y Carga PAC.	103
Figura 53. Camiones cargados con contenedores MAT.	104
Figura 54. Visualización del sistema SCADA.	106
Figura 55. Planta de licuefacción de Buquebús en Argentina.	107
Figura 56. Planta ZPTS® de acondicionamiento de gas.....	108
Figura 57. Estación Cryobox® de producción de GNL.	109
Figura 58. Camiones para transporte de GNL.....	110
Figura 59. Carga de GNL mediante un panel prioritario.	111
Figura 60. Planta satélite de regasificación.....	112
Figura 61. Esquema de flujo de una planta satélite de regasificación.....	113
Figura 62. Skid de bombeo de GNL con vaporizador.	114
Figura 63. Skid de odorización (izq) y Skid de medición (der).	114
Figura 64. Crecimiento de consumo mundial de energía.....	116
Figura 65. Consumo mundial de energía al año 2018.	117
Figura 66. Consumo mundial de energía por combustible al año 2018.	118
Figura 67. Crecimiento del consumo mundial por combustible.	119
Figura 68. Distribución de reservas probadas en 1998, 2008 y 2018.	120
Figura 69. Distribución mundial de reservas probadas.....	120
Figura 70. Producción y consumo mundial de gas natural.....	121
Figura 71. Historial y Proyecciones mundiales de energía.	122
Figura 72. Canasta energética colombiana.	123
Figura 73. Reservas probadas a 2018.	124
Figura 74. Reservas probadas a 2018 por departamento.	124
Figura 75. Principales campos con reservas probadas de gas natural en Colombia.....	125
Figura 76. Factor R/P – Reservas Probadas.....	127
Figura 77. Población con gas natural en Colombia.....	129
Figura 78. Cubrimiento de municipios por departamento.....	131
Figura 79. Municipios sin gas natural.	133
Figura 80. Consumo de gas natural, regulado y por departamento.	136
Figura 81. Distancias entre los 4 municipios escogidos para el estudio que no poseen servicio de gas natural domiciliario y los 4 municipios más cercanos por carretera a donde llega un gasoducto.	147
Figura 82. Evaluación de costos de transporte entre diferentes tecnologías versus las distancias a recorrer.	148
Figura 83. Evaluación de costos en USD Vs distancia a recorrer en Km.....	149

Resumen

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL PARA UN CENTRO DE CONSUMO EN COLOMBIA.*

AUTOR: ING. MARIO TORRES LÓPEZ**

PALABRAS CLAVES: Gas natural, gas natural comprimido, gas natural licuado, transporte terrestre de gas natural, gasoductos virtuales, municipios sin suministro de gas natural.

DESCRIPCIÓN:

El presente texto está enfocado al análisis de dos sistemas de transporte de gas natural por carretera que se pueden implementar como alternativas de abastecimiento a municipios del país que carecen de la cobertura de este combustible por encontrarse fuera de la zona de influencia de los gasoductos que conforman la red de distribución nacional. El estudio comienza con una visión didáctica sobre el gas natural abordando temas como su composición, sus propiedades y los requerimientos para comercializarlo. A continuación, se realiza una detallada descripción de la cadena de producción y distribución del combustible a nivel general. En este punto se hace necesaria una descripción de la tecnología que se emplea para los sistemas de producción de gas natural comprimido GNC y de gas natural licuado GNL que se conocen y se aplican en la actualidad.

Es imprescindible entrar a mirar en el tema de regulación, la normatividad que rige el transporte de gas natural en Colombia, así como las normas técnicas vigentes a nivel nacional junto con una breve reseña histórica acerca de la creación de los entes de control y vigilancia que supervisan la actividad industrial y comercial en materia energética en el país. Se hace una comparación técnica entre el transporte de gas natural comprimido y el transporte de gas natural licuado a pequeña escala abordando el tema de los “gasoductos virtuales” basándose en experiencias regionales a nivel suramericano. Finalmente se hace un análisis prospectivo y un análisis de costos para cada opción de transporte que se pueda escalar a un municipio que en el momento no cuente con el suministro de gas natural.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, M.Sc.

Abstract

TITLE: NATURAL GAS SUPPLY ALTERNATIVES EVALUATION FOR A CONSUMPTION CENTER IN COLOMBIA.*

AUTHOR: ING. MARIO TORRES LÓPEZ**

KEY WORDS: Natural gas, compressed natural gas, liquefied natural gas, natural gas ground transportation, virtual gas pipelines, municipalities without natural gas supply.

DESCRIPTION:

The present text focused on the analysis of two road natural gas transport systems that can be implemented as supply alternatives to municipalities in the country that lack the coverage of this fuel because they are outside the area of influence of the pipelines that make up the national distribution network. The study begins with a didactic vision on natural gas addressing topics such as its composition, its properties and the requirements to market it. A detailed description of the overall fuel production and distribution chain follows. At this point, is need to make a description of the technology used for the CNG and LNG production systems that currently exists.

It is essential to look at the issue of regulation, the regulations governing the transport of natural gas in Colombia as well as the technical standards in force at the national level along with a brief historical overview of the creation of control and surveillance authorities that monitor industrial and commercial energy activity in the country. A technical comparison has been made between the small-scale transport of compressed natural gas and liquefied natural gas by addressing the issue of “virtual gas pipelines” based on regional experiences at the South American level. Finally, a prospective analysis of the natural gas sector and a cost analysis has been made for each option of transport that can be scale too to a municipality that now does not have the supply of natural gas.

* Bachelor Thesis

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Erik Giovany Montes Páez, M.Sc.

Introducción

En Colombia existe una gran cantidad de municipios que carecen del servicio de gas natural domiciliario, en muchas de las vías nacionales se carece de estaciones de servicio que ofrezcan el gas natural vehicular, ya que la red de suministro no cubre la totalidad del territorio nacional, entonces, es grande la cantidad de potenciales centros de consumo que se encuentran fuera del área de influencia de la infraestructura de gasoductos ya sea por las características topográficas, de orden público de una región en especial o por que la distancia entre los mismos es muy grande.

Hay en consecuencia gran cantidad de zonas o regiones habitadas del país que carecen de disponibilidad del gas natural por no disponer de instalaciones cercanas que lo lleven al consumidor final.

De acuerdo con lo anterior, se requiere definir alternativas viables desde el punto de vista financiero y técnico para el abastecimiento del gas natural en estas regiones aisladas que garanticen la disponibilidad de este y que puedan servir como perspectivas de desarrollo de esas mismas regiones al contar con un insumo que apoye diversas actividades económicas. En muchos lugares del mundo se tienen actualmente sistemas de transporte de gas natural por medio de camiones adaptados para tal fin como gas natural comprimido (GNC) y el gas natural licuado (GNL).

En Colombia ya está presente la tecnología de transporte de GNC a través de los llamados “Gasoductos Virtuales” que es un método que ha tenido éxito en países de Sur América como Perú, Argentina, Chile y Brasil, sin embargo, el mismo concepto, pero aplicado al GNL dista aún

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

de ser una opción más económica que aquella, pero al estar cada vez más presente en todo el mundo es probable que en pocos años sea una posibilidad muy competitiva.

También es importante aclarar que se debe implementar un centro de recibo y distribución o City Gate en las cercanías de la zona elegida, que es el sitio a donde deberían llegar los camiones con el producto y desde donde se distribuiría por medio de tuberías hasta los usuarios finales, lo que también acarrea costos adicionales por que entre otras cosas se requieren instalaciones específicamente adaptadas para el recibo del gas natural de acuerdo con cada una de las opciones de transporte ya sea GNC o GNL.

El presente trabajo pretende ofrecer una visión general de lo que se requiere desde el punto de vista técnico para implementar una de las dos alternativas de transporte de GNC y GNL por carretera, iniciando con generalidades como las características y propiedades del gas natural, para luego dar un vistazo a la normativa nacional e internacional que regula al sector y finalmente comparar las características técnicas y económicas que encierra cada una de las tecnologías estudiadas.

1. Generalidades del gas natural

Antes de tratar el tema del transporte del gas natural, es necesario realizar una breve descripción de lo que es este recurso hidrocarburo para entender la complejidad que representa su manejo desde el yacimiento, pasando por la red de distribución y hasta llegar al usuario final.

1.1. Conceptos básicos del gas natural

1.1.1. Definición. Una de varias definiciones describe al gas natural como parte de los hidrocarburos recuperados de un yacimiento de petróleo (Campbell, John M & Company, 2003, pág. 1.1), y es precisamente este el punto de partida que nos da la diferencia entre el gas natural y otros gases presentes en la naturaleza.

El gas natural es un compuesto hidrocarburo que se puede encontrar asociado al petróleo, o de manera libre atrapado en el subsuelo y que puede contener otros gases como el CO₂ y el H₂S y/o vapor de agua, azufre y otros elementos catalogados como impurezas.

Es debido a esto último que el gas natural puede variar en composición y por ende en propiedades aún entre gases de una misma formación, es entonces su composición lo que hace la diferencia al final y lo que define la forma como se va a catalogar un gas en especial y finalmente el uso que se le va a dar para así saber si vale la pena producirlo con fines comerciales u operativos.

1.1.2. Composición del gas natural. Ya que, por definición, el gas natural es un compuesto hidrocarburo y que esto se corrobora al observar la composición típica de un gas natural como el

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

gas Guajira en Colombia de la tabla 1, se puede decir que, a pesar de tener muchos componentes, hay uno de éstos que lo define por ser el componente mayoritario y más común como es el metano.

Pero antes de hablar específicamente de la composición del gas natural es necesario tener claro qué son los componentes de este. Los hidrocarburos son moléculas basadas en Hidrógeno y Carbono con diferentes tipos de enlaces (sencillos, dobles) lo que genera diferentes estructuras y complejidades y a su vez diferentes propiedades. Estos se agrupan en las llamadas series basadas en su estructura molecular como las Parafínicas, Oleofínicas, Nafténicas y Aromáticas.

Tabla 1.
Composición del gas natural de la Guajira, Colombia.

COMPONENTE	FÓRMULA	COMPOSICIÓN PORCENTAJE
		MOLAR
Metano	CH ₄	97.9545
Nitrógeno	N ₂	1.5126
Dióxido de carbono	CO ₂	0.171
Etano	C ₂ H ₆	0.257
Propano	C ₃ H ₈	0.0535
Agua	H ₂ O	0
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0
Hidrógeno	H ₂	0
Monóxido de carbono	CO	0
Oxígeno	O ₂	0
i-butano	C ₄ H ₁₀	0.0201
n-butano	C ₄ H ₁₀	0.0081
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.0075
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.0019
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	0.0138
n-Heptano	C ₇ H ₁₆	0
n-Octano	C ₈ H ₁₈	0

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

n-Nonano	C ₉ H ₂₀	0
n-Decano	C ₁₀ H ₂₂	0
Helio	He	0
Argón	Ar	0
TOTAL		100.0000

--

Gravedad específica real de la mezcla, a condiciones estándar:	0.5654
Poder calorífico bruto real, (@Pb y Tb), a 14.65 psia y 60°F (BTU/PC):	996.02
Densidad (Kg/m ³):	0.689322
Estos parámetros aplicarán a partir del:	01/08/2019

Adaptada de Promigas (2019)

<http://www.promigas.com/Es/BEO/Paginas/ComposicionGasVigente.aspx>

- **Las series parafínicas.** Se identifican con la fórmula C_nH_{2n+2}, se ven en la figura 1 y también reciben el nombre de hidrocarburos saturados. La molécula más sencilla en esta serie es el CH₄ o metano, son los más estables de todos y sus nombres utilizan el sufijo “ano” como metano, etano, propano, etc, y también es frecuente encontrarlos listados como C1 para el metano, C2 para el etano, C3 para el propano y así sucesivamente.

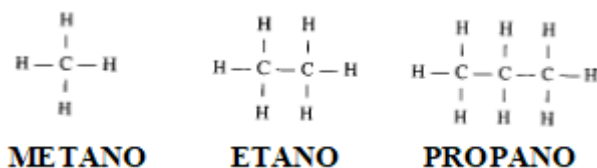


Figura 1. Las series parafínicas de hidrocarburos.

Adaptado de (Campbell, John M & Company, 2003, pág. 2.2)

Existe el caso en el que se definen compuestos como por ejemplo C_6^+ , lo que significa que se trata de una mezcla compuesta por hexano con compuestos más pesados. Adicionalmente dentro de esta serie parafínica existen moléculas con el mismo número de carbonos, pero enlazados de manera diferente llamados isómeros, lo cual ocurre a partir de estructuras con 4 o más carbonos, como el i-butano, i-pentano, etc, y lo que les confiere diferentes propiedades tanto físicas como químicas.

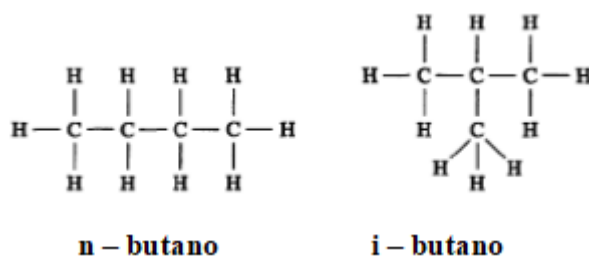


Figura 2. Isómeros del butano.

Adaptado de (Campbell, John M & Company, 2003, pág. 2.2)

En la figura 2 se observa que cuando existen isómeros y estos son exactamente iguales a la molécula original con enlaces sencillos en línea recta se denominan con la letra n de normal (ejemplo n-butano), y tiene las mismas propiedades de la molécula original, pero si los enlaces sencillos no están en línea recta sino ramificada, se denominan con la letra i de isómero (ejemplo i-butano) lo que indica que tiene otras propiedades. Los hidrocarburos pertenecientes a esta serie son los principales y más abundantes componentes del gas natural.

- **Las series Oleofínicas.** Por su parte se identifican con la fórmula C_nH_{2n} , como en la figura 3 y reciben el nombre de hidrocarburos insaturados.

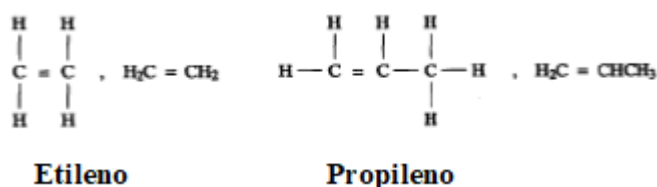


Figura 3. Las series Oleofínicas.

Adaptado de (Campbell, John M & Company, 2003, pág. 2.3)

La molécula más sencilla de esta serie es el C_2H_4 o Etileno, son compuestos que por su estructura tienden a combinarse con elementos como el cloro o el bromo lo que los hace muy reactivos y sus nombres terminan en “eno” como etileno, propileno, etc.

La diferencia fundamental de estas moléculas con las de la serie parafínica es que no todos sus átomos de carbono están completamente enlazados con átomos de hidrógeno y ante la ausencia de otros átomos en las proximidades dos carbonos consecutivos o adyacentes forman un enlace temporal conocido como enlace doble de carbono y que representa la zona más inestable de la molécula. En el gas natural se encuentran en cantidades muy pequeñas, pero pueden abundar en algunos crudos, se recuperan como fracciones líquidas del gas o del crudo y se usan en la industria de la fabricación de plásticos.

- **En cuanto a las series nafténicas.** Su fórmula es C_nH_{2n} como las anteriores pero su estructura tiene forma de anillo con enlaces sencillos, (ver figura 4), son moléculas saturadas y por ello no son reactivas, se encuentran en los crudos de tipo nafténico y por lo tanto es altamente probable encontrarlos en gases producidos a partir de estos crudos.

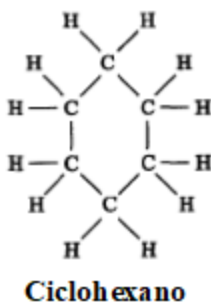


Figura 4. Las series Nafténicas.

Adaptado de (Campbell, John M & Company, 2003, pág. 2.3)

Es importante conocer de su existencia dentro de la composición de un gas natural a tratar pues por su naturaleza pueden ocasionar taponamientos en las tuberías de un intercambiador de calor dentro de un tratamiento criogénico. El más común es el ciclohexano cuya fórmula es C_6H_{12} y también existe el ciclopentano o C_5H_{10} .

- **Las series aromáticas.** Cuya fórmula es C_nH_{2n-6} , su estructura es de anillo como las anteriores, pero con enlaces dobles de carbono como los de la serie oleofínica, es decir insaturados y por ende son moléculas muy reactivas que al agruparse reciben el nombre de compuestos cíclicos.

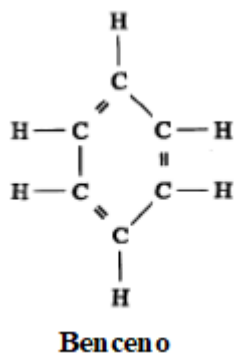


Figura 5. Las series Aromáticas.

Adaptado de (Campbell, John M & Company, 2003, pág. 2.3)

Forman fácilmente ácidos orgánicos al oxidarse y son capaces de generar problemas durante el manejo y producción de crudos o gas natural debido entre otras cosas a su alta tendencia a formar espumas. La molécula más representativa de estas series es la del benceno cuya fórmula es C_6H_6 . Moléculas de este grupo como el benceno, tolueno, etil benceno y xileno son consideradas como potencialmente cancerígenas.

Debido a que están presentes en muchos crudos, en algunos solo como trazas y en otros en cantidades apreciables, es necesario contar con un estudio cromatográfico que los incluya pues su existencia alterará el diseño y operación del proceso de manejo y producción de un crudo o de un gas natural.

- **Hidrocarburos pesados.** Como ya se ha visto anteriormente, el gas natural está compuesto en líneas generales por metano, etano, propano, butanos, pentanos y una mezcla de moléculas de hidrocarburos más pesados que se suelen denominar como C_6^+ o hexano plus, pero también existen algunos otros compuestos hidrocarburos pesados que pueden llegar a estar presentes en un gas como diminutos cristales y reciben el nombre de dimantoides, de los cuales existen 3 tipos como son adamantano, diamantano y triamantano. Estos son compuestos hidrocarburos cíclicos saturados con diamante lo que les confiere una forma cristalina con pesos moleculares desde 136 hasta más de 270.

Hasta aquí están descritos los compuestos básicos hidrocarburos que constituyen un gas natural, pero adicionalmente están presentes otros compuestos no hidrocarburos que pueden ser tóxicos, corrosivos o causar problemas durante la producción, transporte y uso final del gas natural.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- **Nitrógeno.** Presente desde bajas hasta altas concentraciones, no es tóxico ni corrosivo, sin embargo, afecta el desempeño del gas natural como combustible al no ser inflamable. Debe removerse cuando su concentración es apreciable por sistemas de absorción, adsorción o métodos criogénicos.
- **Helio.** Es un gas inerte, no tóxico, no corrosivo y no inflamable, se remueve por métodos de adsorción y separación criogénica, no todos los gases lo contienen.
- **Dióxido de carbono.** O CO_2 es un gas corrosivo y lo es más cuando hay agua presente. Puede solidificarse como resultado de bajas temperaturas y formar hielo seco. Está presente en todos los gases naturales en diferentes cantidades y se debe extraer por absorción, membranas o destilación.
- **Sulfuro de hidrógeno y trazas de azufre.** Son compuestos generalmente tóxicos y muy corrosivos en presencia de agua como el sulfuro de hidrógeno, mercaptanos, sulfuro de carbonilo y el azufre elemental. El sulfuro de hidrógeno o H_2S es letal para los seres humanos a concentraciones superiores a 600 ppm. Los mercaptanos se usan en pequeñas cantidades para agregarse al gas natural residencial o comercial con el fin de darle olor, pero si están presentes en el gas del yacimiento deben removerse por absorción, adsorción y membranas.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- **Agua.** Presente en todos los gases naturales en diferentes concentraciones, produce corrosión y también aumenta la posibilidad de que se generen hidratos de carbono durante su transporte por ductos y durante el procesamiento. Se remueve usando técnicas como la deshidratación por absorción con trietilenglicol (TEG) y dietilenglicol (DEG), deshidratación por adsorción con tamices moleculares, sílica gel, etc., membranas y sistemas de condensación.
- **Trazas de otros elementos.** Entre estos compuestos que se denominan trazas ya que su cantidad está por el orden de partes por billón (ppb), se encuentra el Hg (mercurio) que generalmente está presente en gases que no contienen sulfuro de hidrógeno. Este elemento causa corrosión en las tuberías y componentes de una planta de tratamiento que tengan metales como el aluminio y a temperaturas de operación por encima de los -39 °C (-38 °F), su remoción se hace con tamiz molecular cargado con azufre, carbón activado, aluminio o plata. Otro compuesto que se hace presente en trazas es el arsénico que es de naturaleza tóxica.

Finalmente se puede decir que existen otros compuestos metálicos y materiales radiactivos que son menos tóxicos que los anteriormente descritos que también están presentes en el gas natural y que no tienen un efecto significativo sobre el procesamiento de este.

1.1.3. Usos del gas natural. En líneas generales, el gas natural tiene usos en diversos sectores económicos dentro de los que destacan el uso comercial como gas combustible para uso industrial, domiciliario, gas vehicular y el gas usado en la generación de energía eléctrica.

Dentro del renglón comercial y domiciliario es usado a nivel mundial para climatización de recintos como combustible para motores de unidades de aire acondicionado ya sea para enfriar o calentar, para calentar agua de uso doméstico y para máquinas secadoras de ropa.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

A nivel industrial se usa como combustible para calderas, hornos y secadores, autoclaves en hospitales, en la industria petroquímica como materia prima para la obtención de subproductos y derivados como gasolinas naturales, etilenos para la fabricación de plásticos y gases como el helio y el hidrógeno que vienen asociados al gas natural entre muchos otros.

En la industria de la generación de energía eléctrica el gas natural es usado como combustible en centrales termoeléctricas para liberar calor de combustión, lo que tiene como objetivo vaporizar el agua que finalmente moverá una turbina de vapor que unida a una máquina llamada alternador la cual usa el principio de inducción electromagnética finalmente generará electricidad.

Finalmente, se emplea en un renglón de la economía muy importante como lo es el transporte ya que se ha avanzado mucho en la tecnología para aprovechar el gas natural como combustible vehicular (GNV o gas natural vehicular) en motores que lo usan exclusivamente o en motores a gasolina convertidos en sistemas duales para aprovechar cada combustible por separado.

1.2. Propiedades del gas natural

Cuando se habla de gas natural en el yacimiento, es necesario adquirir un completo conocimiento en cuanto a sus propiedades fisicoquímicas ya que de este conocimiento dependerá el análisis del yacimiento mismo y de su potencial para producir el hidrocarburo, lo que representa el objetivo principal de un estudio de prospectividad. En cuanto a sus propiedades físicas, el ingeniero dispone de herramientas que le permiten predecir el comportamiento de un gas natural a partir del conocimiento de dichas propiedades.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Las relaciones PVT (Presión, Volumen, Temperatura), las propiedades como peso molecular aparente (M_a), densidad del gas (ρ_g), gravedad específica del gas (γ_g), factor de compresibilidad (Z), coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas (C_g), factor volumétrico de formación del gas (B_g), factor de expansión del gas (E_g) y la viscosidad del gas (μ_g) entre otras forman parte de los datos esenciales que se requieren para decidir la mejor forma de producir un gas natural y solucionar los problemas de ingeniería que se puedan presentar.

Estas propiedades se pueden obtener directamente a partir de pruebas de laboratorio o mediante predicciones basadas en expresiones matemáticas aceptadas y usadas comúnmente llamadas ecuaciones de estado.

Las llamadas sustancias puras se comportan de manera predecible, por lo que existen tablas y curvas de comportamiento con las propiedades descritas para cada componente que son de conocimiento y uso general. Sin embargo, dado que la naturaleza del gas natural es una mezcla de componentes y es más difícil de predecir su comportamiento real “no existen reglas absolutas de comportamiento, pues la precisión de los cálculos decrece a medida que se avanza en la siguiente lista” (Campbell, 1992, pág. 46):

- Sistema de un solo componente.
- Mezcla de moléculas de la misma serie homóloga.
- Mezcla de moléculas de diferentes series homólogas.
- Mezclas de hidrocarburos que contienen contaminantes como el azufre y/o dióxido de carbono.

Es por esto por lo que en el estudio de casos reales se hace uso de herramientas computacionales que de alguna manera mejoran la precisión de los cálculos. Existen entonces muchas relaciones

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

matemáticas que se incorporan en diferentes softwares para tratar de aproximarse al comportamiento real de un gas natural y entre otras podemos mencionar las siguientes:

Van der Waals:

$$\left(P + \frac{a}{v^2}\right) (v - b) = RT \quad (\text{ec. 1})$$

Donde a y b son constantes de correlación, v es el volumen molar, P es la presión, R es la constante universal de los gases y T es la temperatura.

Redlich-Kwong (RK):

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{T^{0.5}v(v+b)} \quad (\text{ec. 2})$$

Donde a y b son constantes de correlación, v es el volumen molar, P es la presión, R es la constante universal de los gases y T es la temperatura

Peng-Robinson (PR):

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b)+b(v-b)} \quad (\text{ec. 3})$$

Donde a y b son constantes de correlación, v es el volumen molar, P es la presión, R es la constante universal de los gases y T es la temperatura

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

La ecuación de Van der Waals es considerada como la base de muchos conceptos usados en correlaciones para propiedades de mezclas en ecuaciones PVT.

Las ecuaciones RK y PR son también llamadas ecuaciones cúbicas al escribirse en términos de volumen. Los factores b y c son funciones de propiedades críticas como T_c y P_c y el factor acéntrico (w).

Algunas de estas ecuaciones han sido objeto de modificaciones que buscan mejorar el modelo como por ejemplo la SRK de 1972 que es la modificación de la ecuación RK por Soave.

Una vez establecido lo anterior y debido a que el propósito general de este escrito es el de tratar el tema del transporte del gas natural, es decir, el gas fuera del yacimiento, se hablará de las propiedades físicas del mismo que deben tenerse en cuenta a la hora de comercializarlo y para esto se debe hacer referencia a las exigencias del Reglamento Único de Transporte del Gas Natural o RUT expedido en Colombia por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) adscrita al ministerio de minas y energía.

1.2.1. Requerimientos de RUT. Para que un gas natural pueda ser transportado y consumido de manera segura para los usuarios finales y todos los actores y equipos que intervienen en la cadena de comercialización existe una normatividad a nivel nacional e internacional, la cual es aplicada en Colombia por la mencionada CREG a través del RUT.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Tabla 2.
Especificaciones de Calidad del Gas Natural.

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H₂S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO₂, máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N₂, máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

NOTAS:

1. Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.
2. Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.
3. Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.
4. El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Adaptado de (CREG, 2007), Resolución 054 de 2007.

En la tabla 2 se establece los parámetros que debe conservar un gas comercializado en Colombia. Estos valores están encaminados entre otras cosas a evitar riesgos en el manejo del recurso, todos estos parámetros son una medida de la calidad de un gas natural y son factores extremadamente importantes en la selección del método o proceso de tratamiento más adecuado. Dentro de los más importantes se pueden mencionar:

- ***El poder calorífico.*** Se clasifica como superior e inferior, es una medida del calor desprendido durante la combustión completa por unidad de volumen de un gas bajo condiciones normales de presión (14.7 psia y 60 °F). El poder calorífico superior o también llamado poder calorífico bruto es el calor producido durante la combustión cuando el agua presente como residuo de la combustión se condensa a la temperatura de referencia y entrega su calor latente, pero debido a esto no es un calor 100 % aprovechable. El poder calorífico inferior o poder calorífico neto es entonces el calor que realmente se puede aprovechar al no incluir el calor que se requiere para mantener en forma de vapor el agua producida durante la combustión. Sus unidades en referencia al RUT son BTU / pie cúbico.
- ***El contenido de Azufre.*** Es la medida que limita la cantidad de compuestos sulfurosos que pueden producir corrosión, toxicidad y malos olores al quemar un gas. Cuando un gas contiene la mínima cantidad de azufre o compuestos sulfurosos se denomina gas dulce y por el contrario se llamará gas agrio o ácido. Sin embargo, en presencia de líquidos como el agua, glicol, aminas o similares aún una baja concentración de compuestos sulfurosos como la que se especifica en el

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

RUT puede causar corrosión. La especificación dada por el RUT en cuanto al H₂S equivale a 4 ppm o 0.25 gr / 100 PCS y en cuanto al Azufre equivale a 1 gr / 100 PCS.

- **Contenido de agua.** El contenido de agua debe ser de máximo 6 libras por millón de pies cúbicos a fin de evitar la formación de hidratos en las líneas de flujo o la condensación en las mismas lo que puede acarrear graves problemas de obstrucción o daños a la tubería y equipos de medición.
- **Temperatura máxima.** Que se establece en 120 °F, es la temperatura tope de entrega del gas.
- **Punto de rocío de hidrocarburo.** Se especifica que el gas debe estar libre de líquidos, sólidos, polvos y material particulado en suspensión, gomas y componentes que puedan formarlas. Conforme a esto se incluye una especificación de la máxima temperatura de punto de rocío de hidrocarburos a una presión dada y que puede cambiar dependiendo del clima y del comprador. En Colombia el RUT establece una temperatura mínima de entrega de 45 °F.
- **Otros contaminantes.** Pueden estar presentes como los gases inertes que pueden afectar el poder calorífico como el Nitrógeno, Helio y Argón. Sin embargo, aunque la concentración de estos se limita a menos del 2% su presencia en mayores concentraciones puede elevar el precio al comprador ya que estos gases son comercializables debido a su uso en otras industrias. El CO₂ es

otro gas inerte que se especifica por separado ya que tiene un efecto corrosivo en presencia del agua, según el RUT el contenido máximo de este gas es del 2%.

1.3. Cadena de producción y distribución del gas natural

Como ya se había expuesto, el gas natural se encuentra en yacimientos de solo gas (los más frecuentes y de mayores concentraciones de gas) o en yacimientos en donde está combinado con el petróleo y que eventualmente y dependiendo de su temperatura, presión y composición, el gas se puede presentar como una capa libre dentro del mismo yacimiento de petróleo.

Dichos yacimientos son almacenes naturales formados a partir de rocas sedimentarias porosas, agrietadas o que forman cavidades en el subsuelo siendo delimitadas por otras rocas que por no ser permeables funcionan como contenedores evitando la migración de los fluidos.

La porosidad, la permeabilidad y la profundidad de dichas rocas almacén como las calizas y areniscas son determinantes en el momento de realizar la extracción pues la facilitan o la complican.

1.3.1. Extracción. Los yacimientos de gas se pueden presentar dentro de la plataforma continental conocidos como “on shore” en inglés o dentro de la plataforma submarina “off shore” en inglés. Esto hace que existan retos particulares a cada uno que se deban superar para alcanzar el sitio donde yace el recurso y una vez superados se emplean dos métodos para realizar la extracción o producción que son:

- Por empuje con otros fluidos de forma natural o inducida con inyección de estos.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- Por expansión del hidrocarburo que se encuentra a alta presión y se lleve hacia un sitio de menor presión como el pozo de producción.

Es posible que en yacimientos de gas asociado al petróleo se use el gas producido para mantener la presión del yacimiento por medio de la llamada reinyección de este como método para incrementar producción de crudo.

1.3.2. Tratamiento y procesamiento. Una vez extraído el gas y conocida su composición se procede a prepararlo para su uso o comercialización, lo que determina el proceso que se deba llevar a cabo sobre el mismo gas. Si este gas contiene impurezas como gases ácidos o agua, se debe iniciar con una fase llamada tratamiento, que se realiza para retirar cada contaminante y puede ser deshidratación para retirar el agua y/o endulzamiento que consiste en retirar los componentes ácidos como el CO₂ y el H₂S.

Adicionalmente, el gas natural puede contener grandes cantidades de componentes como etanos, propanos, butanos y otros compuestos superiores (C₅+) y se pueden fraccionar como componentes puros o como mezclas como el GLP (Gas Licuado del Petróleo) que es una mezcla de propano y butano o también los C₅+ que se conocen como gasolina natural. Estos compuestos representan la riqueza de un gas pues son recuperables y comercializables, así a un gas que los contiene en gran proporción se le denomina “gas rico” o “gas húmedo” y en caso contrario “gas pobre” o “gas seco”.

Es en este punto de la cadena de producción a donde se llega generalmente después de la fase de tratamiento para retirar impurezas, en el cual se inicia la fase de procesamiento y es en la cual se retiran dichos componentes que le dan riqueza al gas y que se conocen comúnmente como hidrocarburos líquidos o condensados del gas natural (LGN).

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Los procesos que se llevan a cabo para el llamado procesamiento comprenden Absorción con aceite pobre, Refrigeración (mecánica, Joule-Thomson y Turboexpander), Adsorción con lecho sólido, Separación con membranas y Tecnología Twister.

En otras palabras, al recuperar las fracciones más pesadas de un gas natural en forma de los mencionados condensados el mismo se va “empobreciendo”, es decir, que disminuye su punto de rocío de hidrocarburos y además su poder calorífico lo que hará que su envolvente de fase se observe más pequeña; “esto es necesario ya que si el gas es rico en componentes pesados, no trabajará apropiadamente en quemadores que están diseñados para poderes caloríficos más bajos” (Arnold & Stewart, 1999, pág. 244), igualmente, si el gas posee un alto punto de rocío de hidrocarburos, éstos se pueden condensar en las líneas de transporte o en los equipos donde haya caída de presión. En resumen, se podría concluir que los objetivos del procesamiento de gas según (Santos Santos, 2019, pág. 10), son:

- Producir gas que se pueda transportar
- Conseguir las especificaciones del gas de venta (en Colombia según el RUT)
- Maximizar el recobro de líquidos

1.3.3. Almacenamiento. El gas producido debe ser transportado desde el pozo productor hasta el usuario final no sin antes ser tratado y procesado como se ha visto en párrafos anteriores, pero por lo mismo y tanto existen paradas obligadas en el proceso que requieren de mantenerlo almacenado un tiempo antes de que pase a la siguiente etapa, todo esto independientemente de la demanda final del mercado que es una variable que puede aumentar o disminuir en períodos de tiempo que dependerán de diversas contingencias como por ejemplo el incremento del consumo

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

para calefacción durante el invierno (en países con influencia de las estaciones) o el incremento en el consumo para generación de electricidad como se ha visto que ha sido necesario ante eventualidades como el fenómeno del niño que ha afectado países como Colombia al disminuir los caudales de los ríos que abastecen las hidroeléctricas y es entonces necesario usar plantas termoeléctricas para suplir dicha demanda de energía eléctrica.

Para lograr mantener el gas almacenado se han usado depósitos de gas que consisten en grandes tanques metálicos o de hormigón mantenidos a alta presión por medio de procesos de compresión ubicados en diferentes puntos dentro de las plantas de tratamiento y procesamiento, así como de la red de transporte y distribución y funcionan como reservas que mantienen un equilibrio entre la alimentación y el consumo de cada proceso.

Sin embargo, el gas natural puede ser llevado a encogerse hasta 600 veces su volumen para ser almacenado en forma líquida en contenedores de menor tamaño recurriendo a procesos criogénicos llamados de licuación del gas y así cuando se requiera su utilización se puede volver a su estado gaseoso por un proceso denominado regasificación. “Cuando la planta se encuentra insertada en la red de transporte y contiene un sistema de licuación, un depósito de GNL y la regasificación correspondiente, se conocen como plantas “peak-shaving”, es decir, que recortan las puntas de consumo a la planta principal de recepción, o al propio yacimiento, si es que este está cerca del consumo, y se vacían –o llenan– en función de la relación entre la demanda de gas y la emisión de este” (Alayo & Barca, 2011, pág. 408).

No obstante, la necesidad de tener almacenados grandes volúmenes de gas ha hecho que se desarrollen otras formas de acopiar el recurso como el almacenaje subterráneo que se hace en yacimientos de gas depletados, depósitos de sal y acuíferos anticlinales.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

En el caso de los yacimientos depletados, su condición de haber contenido previamente gas los hace alternativas ideales pues se sabe de antemano que por su naturaleza cuentan con la estanqueidad requerida para ser llenados con una vez más con gas natural y es importante que su ubicación respecto de centros de consumo o de redes de gasoductos sea conveniente con la rentabilidad del proyecto.

En la figura 6 se puede apreciar como luce un almacén de gas en una formación salina tipo domo, donde las paredes de sal presentan una gran compactación lo que le permite ser impermeable a los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Su construcción se hace por inyección de agua (figura 7) y representan una solución fiable entre otras cosas por la gran resistencia y estabilidad de sus paredes.

También existen otras formaciones salinas como las capas de sal que eventualmente pueden servir como depósitos de gas, pero tienen limitaciones debido a su grosor que en un momento dado puede no conferir suficiente resistencia y estabilidad por lo que debe estudiarse muy bien antes de usarse para este fin.

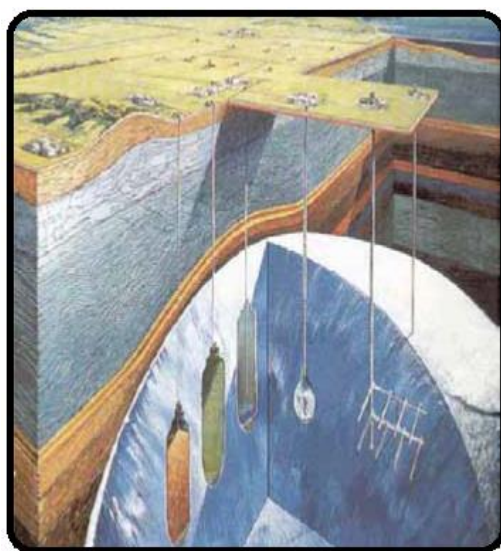


Figura 6. Domo de sal para un almacenamiento de gas natural (SEDIGAS).

Adaptado de (Alayo & Barca, 2011, pág. 412)

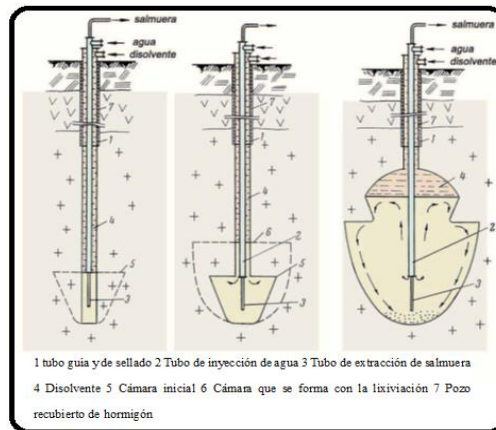


Figura 7. Esquema de formación de depósitos subterráneos en rocas salinas con inyección por abajo.

Adaptado de Alayo & Barca (2011), (Zakoutsky, Ivantsov & Mazourov, 1967: 1), Pág. 413.

Otra opción ya mencionada es la de usar acuíferos (figura 8) que cuenten con una roca muy porosa y permeable para el depósito en sí y que esté limitada por rocas impermeables de gran estabilidad y resistencia para garantizar la estanqueidad del sistema. Es importante que el agua sea desplazada antes de la inyección el gas, pero teniendo el cuidado de que el gas no se escape por los flancos, por lo cual una formación tipo acuífero anticlinal es muy conveniente.

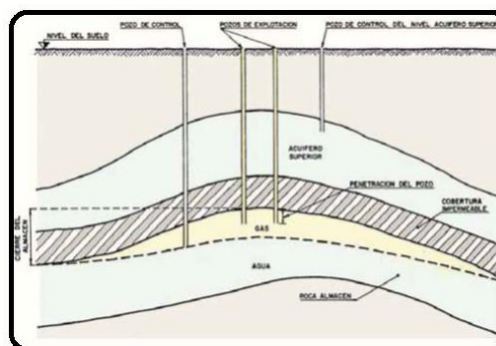


Figura 8. Esquema de un almacenamiento de gas en acuífero.

Adaptado de Alayo & Barca (2011), (Velasco, 1980: 19), Pág. 410.

En líneas generales al hablar de almacenamiento subterráneo se deben tener en cuenta como variables principales la capacidad de almacenamiento, la capacidad de inyección y la capacidad de emisión para determinar cuál de los tipos vistos es más conveniente y cumple de mejor manera con el objetivo de almacenar el gas natural de manera segura y eficiente.

1.3.4. Distribución a centros de consumo. Resulta muy común que los sitios o yacimientos de producción de gas natural se encuentren alejados de las zonas de consumo como industrias, comercios y residencias lo que lleva a que este deba ser transportado a lo largo de lo que se denomina cadena de suministro o distribución.

Además, entre las zonas de producción y las zonas donde se trata y se procesa el gas natural también existen distancias que se deben recorrer y que generalmente están cubiertas con sistemas de transporte por medio de tuberías de acero.

En realidad cualquiera que sea la distancia que deba ser recorrida por el gas natural para cubrir la cadena de suministro, actualmente esta se cubre de dos formas básicas como son el transporte de gas en estado gaseoso por tuberías o gasoductos además de Gas Natural Comprimido o CNG en inglés y el transporte de gas en estado líquido o Gas Natural Licuado (LNG en Inglés) en contenedores especiales como los buques metaneros o en forma de productos líquidos que se transportan por tuberías o cisternas llamados condensados del gas natural o Gas To Liquid (GTL en Inglés).

Además, están en desarrollo algunas tecnologías para transportar gas en estado sólido en forma de hidratos de gas llamada en inglés Gas To Solids ó GTS y el denominado Gas To Wire ó GTW por sus siglas en inglés que consiste en generar electricidad en el sitio de producción y transportar

dicha energía por líneas de alta tensión por cable estas últimas opciones se encuentran aún en fase de investigación y desarrollo. (Mokhatab, Poe, & Mak, Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices, 2015, pág. 24)

1.4. El gas natural comprimido (GNC)

A la hora de evaluar costos, el transportar gas natural por medio de un gasoducto hasta centros de consumo de baja demanda y a largas distancias puede resultar muy oneroso, pues para llevar dicho insumo en forma gaseosa se deben usar compresores en las estaciones ubicadas en los campos de producción que eleven la presión a un nivel tal que se pueda impulsar este gas a través del gasoducto, el cual a su vez debe tener más estaciones de compresión ubicadas a lo largo de su trazado y así garantizar la energía suficiente que hará llegar al combustible hasta su destino final.

En la figura 9 se puede observar la cadena de valor del GNC. “En general, cuando la demanda a atender es pequeña y la distancia de transporte es larga, los gasoductos pueden no ser la mejor opción de transporte desde el punto de vista económico. En tal caso puede ser viable utilizar la técnica del gas natural comprimido -G N C – para transportar el gas hasta el centro de consumo y luego distribuirlo a los usuarios a través de redes de gasoductos” (CREG, 2004, pág. 43).

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA



Figura 9. Cadena de valor del GNC.

Adaptado de (<http://gasnatural.osinerg.gob.pe>, 2012)



Figura 10. Estación de compresión en pozo.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/historias/reactivamos-lindero-atravesado/>

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Esta forma de transporte consiste en comprimir y almacenar el gas en módulos compuestos por cilindros montados en camiones y es también llamada “Gasoducto virtual”. Al ser contenido en forma gaseosa y sin variaciones de presión durante su transporte se incrementa la energía obtenida por unidad de volumen y esto disminuye los costos unitarios de transporte en comparación con el realizado por medio de gasoductos convencionales.

En general, el GNC requiere surtir las siguientes etapas:

- La etapa de compresión, que se realiza desde una fuente como el campo de producción (figura 10), un gasoducto convencional o una red de distribución y que consiste en inyectar el gas dentro de cilindros o tanques diseñados especialmente para esto usando compresores que elevarán la presión del gas hasta un máximo de 3600 psig.
- La etapa de transporte y almacenamiento, donde los tanques o cilindros son transportados en vehículos adaptados para tal fin por vía fluvial o terrestre tal como lo muestra la figura 11.
- Y finalmente la etapa de descompresión (figura 12), donde el gas es tratado para reducir su presión y luego inyectado en redes de distribución a los usuarios finales. Los equipos requeridos para esta etapa hacen parte de la llamada estación de regulación.

Se ha llamado gas natural vehicular o GNV a uno de los usos que se le da al GNC como combustible en vehículos adaptados para tal fin. Una vez se ha llevado el gas natural hasta una estación de servicio de GNV (figura 13) por cualquiera de los dos métodos mencionados, este se

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

almacena comprimido y se inyecta después en los vehículos por medio de surtidores especializados como el de la figura 14.



Figura 11. Transporte de GNC.

Adaptado de (<http://gasnatural.osinerg.gob.pe>, 2012).



Figura 12. Unidad descompresora de Gas PRP.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/>

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA



Figura 13. Estación de GNV.

Adaptado de (<http://gasnatural.osinerg.gob.pe>, 2012).



Figura 14. Surtidor de GNV.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/surtidores-gnc-gnv-emb/>

1.5. El gas natural licuado (GNL)

El gas natural licuado o también LNG (Liquefied Natural Gas por sus siglas en inglés), es el mismo gas natural que ha pasado por un proceso de enfriamiento hasta una temperatura de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-260\text{ }^{\circ}\text{F}$ aproximadamente) y cuya finalidad es llevarlo a estado líquido para así transportar/almacenar mayor volumen con más facilidad ya que esto se puede hacer a presión atmosférica (Tapias Chavez & Anaya, 2010).

El proceso por el cual se puede realizar el cambio de estado del gas natural se llama licuefacción y este a su vez es denominado como proceso criogénico al usar temperaturas más bajas de $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-148\text{ }^{\circ}\text{F}$ aproximadamente). El GNL es un líquido incoloro, inodoro, no corrosivo y tampoco tóxico, cuya gravedad específica es de 0,45, es decir que es inferior a la del agua ya que generalmente está compuesto aproximadamente de un 95% de metano y adicionalmente puede contener otras pequeñas cantidades de compuestos hidrocarburos desde el etano hasta el hexano, así como contaminantes como el nitrógeno (N_2), helio (H_2), oxígeno (O_2), gas carbónico (CO_2) y vapor de agua.

Este gas solo se quema si entra en contacto con aire en concentraciones de entre el 5 al 15% (Perez Sotomayor, 2017, pág. 5). En la tabla 3 se puede observar la composición típica del GNL. Cabe aclarar que, en cuanto a todos los contaminantes, principalmente entre los que se puedan solidificar cuando la temperatura caiga hasta $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-260\text{ }^{\circ}\text{F}$ aproximadamente) como el agua o el CO_2 , estos deberán ser removidos al máximo antes de iniciar el proceso de licuefacción.

Tabla 3.
Composición del GNL.

Componente	Composición %	Estado natural
Metano (CH₄)	95,08	Gas
Etano (C₂H₆)	2,14	Gas
Propano (C₃H₈)	0,29	Gas Licuable
Butano (C₄H₁₀)	0,11	Gas Licuable
Pentano (C₅H₁₂)	0,04	Líquido
Hexano (C₆H₁₄)	0,01	Líquido
Nitrógeno (N₂)	1,94	Gas
Gas Carbónico (CO₂)	0,39	Gas

Adaptado de (Perez Sotomayor, 2017, pág. 5). “Una visión sobre el mercado de GNL en América Latina y en el Mundo”. Schneider, Lucas. Buenos Aires 2009.

1.5.1. Pretratamiento del GNL. Antes de iniciar un proceso de licuefacción del gas natural, es necesario surtir algunos procesos previos que pongan este gas en las condiciones adecuadas necesarias para ser llevado a estado líquido (ver figura 15).

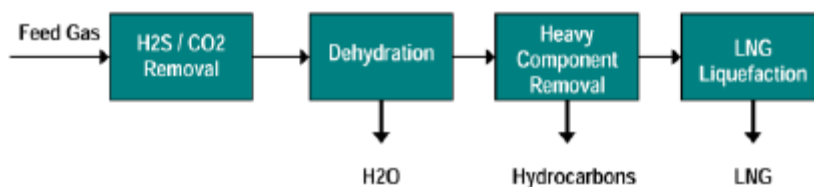


Figura 15. Procesos de tratamiento del gas natural previos a la licuefacción.

Adaptado de (GIIGNL, 2009), Figure 2. The production process flow for natural gas prior to liquefaction (Source: BV 2009), Pág.2.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Algunos procesos propios de los campos de producción de aceite y gas tendientes a la estimulación o al incremento en la producción como los procesos de recobro mejorado donde se inyectan gases como el nitrógeno y el CO_2 pueden eventualmente incrementar la cantidad de impurezas presentes en el gas de producción, por otro lado, estas impurezas pueden estar presentes en el gas desde su origen como es el caso de los gases ácidos.

La presencia de muchas impurezas puede causar efectos indeseados durante el proceso de licuefacción ya que algunos compuestos como por ejemplo el agua, al ser sometidos a las bajas temperaturas que requiere el proceso, pueden llegar a solidificarse formando hidratos que obstruirían las tuberías de los equipos usados causando serios daños a las instalaciones.

Por lo anterior es necesario que el gas que se va a llevar a GNL esté libre de cualquier impureza como CO_2 , vapor de agua, azufre, etc, y por esto debe pasar por procesos previos para retirar dichas impurezas.

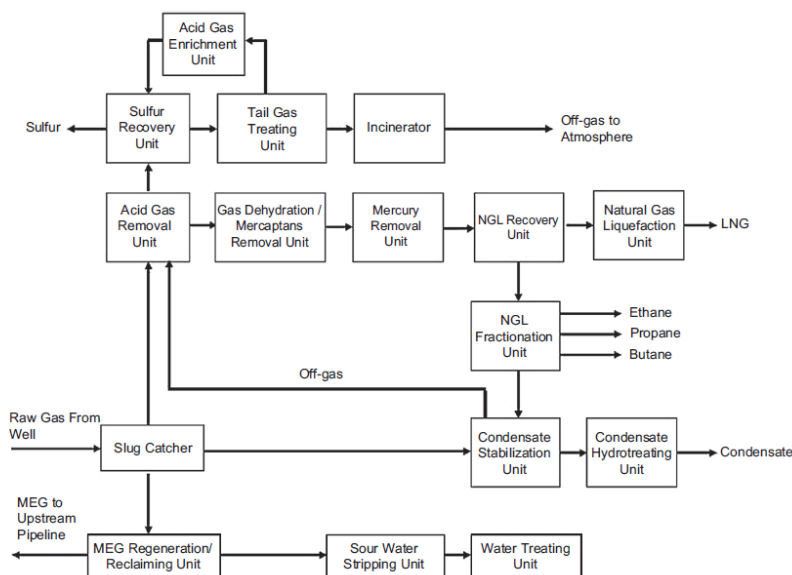


Figura 16. Modelo típico de una planta de producción de GNL.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 108).

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

En la figura 16 se observa el modelo de una planta que procesa gas natural. Se puede ver que el gas tiene básicamente dos destinos, uno será el gas que alimenta la unidad de licuefacción y que produce GNL, y el otro será el gas que se destina para clientes de productos específicos conocidos como condensados. Es de aclarar que la configuración de la planta dependerá de factores como la composición del gas de alimento, las especificaciones del gas de venta, regulaciones ambientales y límites de emisiones.

La complejidad de la planta y la configuración de sus procesos serán en función de su tamaño, contenido de azufre, contenido de gas ácido, y los niveles de otros contaminantes. En general, la planta se compone de:

- Una sección con unidades de separación a la entrada, la que separa grandes bolsas de líquidos y que a su vez puede contener unidades de estabilización de condensados donde también se separa el H_2S , y unidades de hidro tratamiento de condensados para poner estos en condiciones de venta.
- Una sección de tratamiento de gas, donde se le retiran todas las impurezas posibles hasta llegar a especificaciones como concentración de H_2S menor que 4 ppm, CO_2 menor a 50 ppm, azufre hasta 30 ppm, agua hasta 0.1 ppm y mercurio hasta $0.01 \mu g/m^3$ (1×10^{-8} ppm) según (Klinkenbijl et al., 2005).

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- Una sección de recuperación de condensados, que se encarga de separar los condensados remanentes del tratamiento inicial donde ya se han separado algunos como el C_5+ , y que dependerá de las expectativas comerciales de la zona de influencia de la planta.
- Una sección de fraccionamiento de condensados, que se encarga de separar los condensados anteriormente recuperados para fraccionarlos en sus componentes básicos que se comercializan como productos de alta pureza.
- Una sección de licuefacción del gas natural que retira el calor sensible y el calor latente a alta presión y un amplio rango de temperaturas.
- Una sección de remoción de nitrógeno cuando este esté por encima del 1% molar. La presencia de altos niveles de nitrógeno altera el poder calorífico del gas y genera problemas durante el transporte y almacenamiento.

1.5.2. Procesos de licuefacción. Tal y como se ha visto anteriormente el proceso de licuefacción demanda que el gas de alimento esté en especificaciones, para lo cual debe haber recibido previamente un tratamiento. La tabla 4, resume los límites para las sustancias perjudiciales en la licuefacción.

Cuando el gas está listo para entrar al proceso de licuefacción es en su mayoría metano. El proceso retira el calor del gas para llevarlo a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-260\text{ }^{\circ}\text{F}$ aproximadamente) y en este punto

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

es líquido puro con una densidad menor a la del agua y ocupando un volumen 600 veces menor al que ocupaba en estado gaseoso. La eficiencia del proceso de licuefacción ronda el 90%.

El proceso de licuefacción es un proceso complejo y resulta ser clave dentro de todo el andamiaje que se debe montar para lograr producir con éxito el GNL. Existen varios procesos disponibles para lograr la licuefacción de un gas natural y cada uno posee cierto grado de complejidad.

Tabla 4.
Límites para sustancias perjudiciales en la licuefacción.

Substancia	Contenido Límite
Azufre Total	10 a 40 mg/Nm ³
H₂S	3 ppm, vol
CO₂	50 ppm, vol
Agua	0,1 ppm, vol
Mercurio	0,001 ppm, vol
Hidrocarburos aromáticos	5 ppm, vol

Adaptado de Tapias Chavez, Erik S; Anaya, Raul Alonso (2010). “Gas natural licuado Alternativa de abastecimiento para Colombia y Estado del Arte de su Metrología”, Pág. 25.

Las tecnologías de licuefacción se basan en ciclos de refrigeración donde se toma una corriente de gas de alimento calentada y pretratada, se enfría a temperaturas criogénicas que la condensan convirtiéndola en un producto líquido (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014).

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Si el refrigerante usado es parte del gas de alimento se le denomina proceso de ciclo abierto, y si el refrigerante usado se hace recircular por un intercambiador de calor se le llama proceso de ciclo cerrado. Las principales diferencias entre los procesos de licuefacción están en el tipo de ciclo de refrigeración usado y por eso se distinguen tres grupos principales: Procesos de licuefacción en cascada, procesos de mezcla de refrigerantes y procesos basados en expansión.

- ***El ciclo en cascada.*** Utiliza varios ciclos de refrigeración donde los refrigerantes se vaporizan a diferentes temperaturas y se controlan diferentes circuitos de refrigeración por separado. Existen dos modificaciones a este proceso, una desarrollada por Conoco-Phillips denominada Cascada Optimizada y otra desarrollada por Linde y Statoil llamada Cascada de fluidos mezclados.
- ***Ciclos de mezcla de refrigerantes.*** O MR por su sigla en inglés, donde se enfría continuamente la corriente de gas usando una cuidadosamente seleccionada mezcla de refrigerantes que usualmente suelen ser hidrocarburos livianos y nitrógeno. El principal reto dentro de este proceso está en el ajuste de la adecuada mezcla de refrigerantes cada vez que cambia la composición del gas de alimento.
- ***Ciclo individual de mezcla de refrigerantes.*** O SMR por su sigla en inglés, involucra un ciclo inverso de Rankine donde el gas se enfría y condensa en un solo intercambiador de calor gracias a que en dicho proceso se convierte el calor en trabajo usando propano o una mezcla de hidrocarburos como fluido de trabajo. Este proceso sigue las etapas a saber: compresión –

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

enfriamiento – condensación – expansión – evaporación. El enfriamiento del refrigerante ocurre a temperatura ambiente mientras que su evaporación ocurre a una temperatura más baja usada para la licuefacción.

- **Ciclo doble de mezcla de refrigerantes.** O DMR por su sigla en inglés que llega a la licuefacción de un gas usando dos ciclos independientes de mezcla de refrigerantes. El primer ciclo enfría el gas con una mezcla de refrigerantes más pesada, mientras que el segundo ciclo usa una mezcla de refrigerantes más liviana para condensar el gas. Existen varias versiones de este proceso como por ejemplo el proceso de mezcla de refrigerantes con propano pre enfriado (C3 – MR) que es el más usado.

- **Ciclos de expansión de gas.** Que utiliza turboexpanders cuya función es producir la refrigeración para la licuefacción usando ciclos de compresión y expansión sobre un fluido. Como refrigerante se usa nitrógeno o metano que siempre permanecen en estado gaseoso a través de todos los ciclos de expansión.

Tabla 5.
Comparación de eficiencias para diferentes ciclos de refrigeración.

CICLO DE REFRIGERACIÓN	Consumo de potencia aproximado relativo al ciclo de cascada
------------------------	---

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

CASCADA	1.00
CICLO INDIVIDUAL DE MEZCLA DE REFRIGERANTES	1.25
CICLO MR CON PRE-ENFRIAMIENTO CON PROPANO	1.15
MR MULTITAPA	1.05
EXPANDER SENCILLO	2.00
EXPANDER SENCILLO CON PRE-ENFRIAMIENTO CON PROPANO	1.70
EXPANDER DOBLE	1.70

(Finn et al., 1999)

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 152)

No obstante que el proceso se puede configurar como sencillo, doble o múltiple, este es menos eficiente al compararlo con los de cascada o los de mezcla de refrigerantes (ver tabla 5). Aun así, es factible de ser utilizado en plantas a pequeña o mediana escala.

Se han desarrollado procesos de licuefacción con sus respectivas licencias, usando las anteriormente mencionadas tecnologías individualmente o combinando algunas de ellas. La tecnología de licuefacción está en constante evolución y por esto existen muchas variantes de los mismos procesos licenciados. Algunos de los más importantes se listan a continuación.

- **Proceso APCI.** O mezcla de refrigerantes de propano pre enfriado (C3 – MR), es un proceso desarrollado por Air Products & Chemicals Inc y es el más usado en la actualidad.

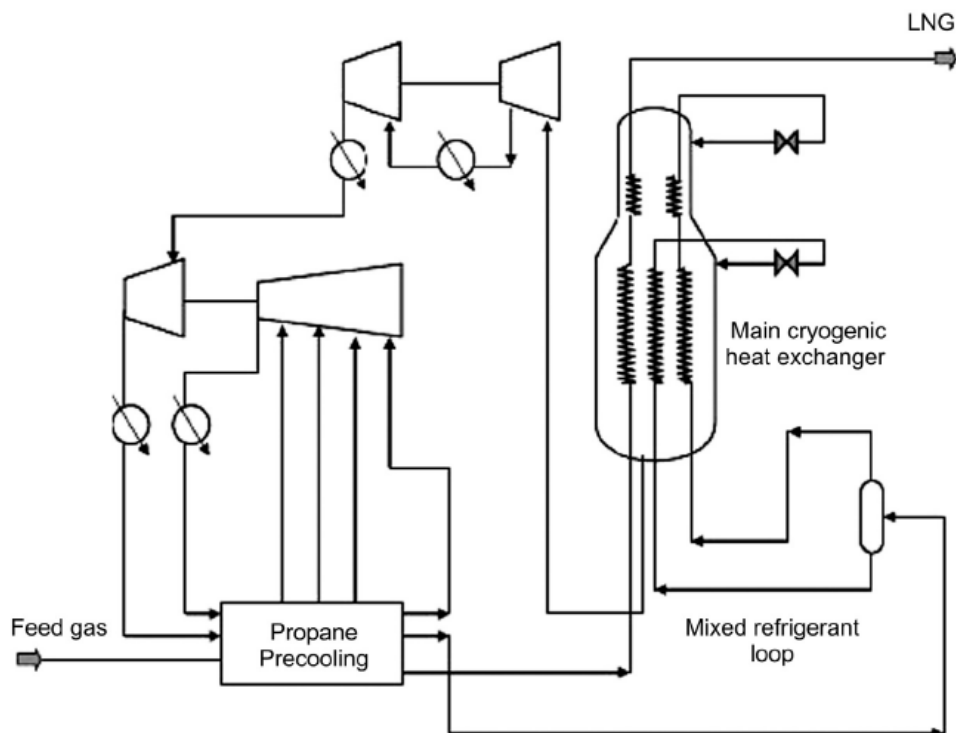


Figura 17. Proceso típico APCI.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 154)

Como se observa en la figura 17 el proceso está compuesto por una etapa de preenfriamiento de propano que lo lleva a una temperatura intermedia de $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-31\text{ }^{\circ}\text{F}$) seguido de una etapa de licuefacción en el MCHE (Main Cryogenic Heat Exchanger) que usa una mezcla de refrigerante a base de nitrógeno, metano, etano y propano. Este equipo intercambiador es un sistema compuesto de grupos de tuberías de pequeños diámetros enrolladas en espiral y válvulas Joule – Thomson.

- **Proceso de licuefacción en cascada optimizado por Phillips (POCLP).** Es una variante del proceso de cascada que originalmente fue desarrollado por Phillips Petroleum Company en los años sesenta del siglo pasado. Fue usado por primera vez en la planta Kenay de Alaska por Conoco

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Phillips en 1969. Como se puede ver en la figura 18 este proceso usa sistemas de propano y etileno y un sistema multi etapa de refrigeración con metano para balancear las cargas de refrigeración.

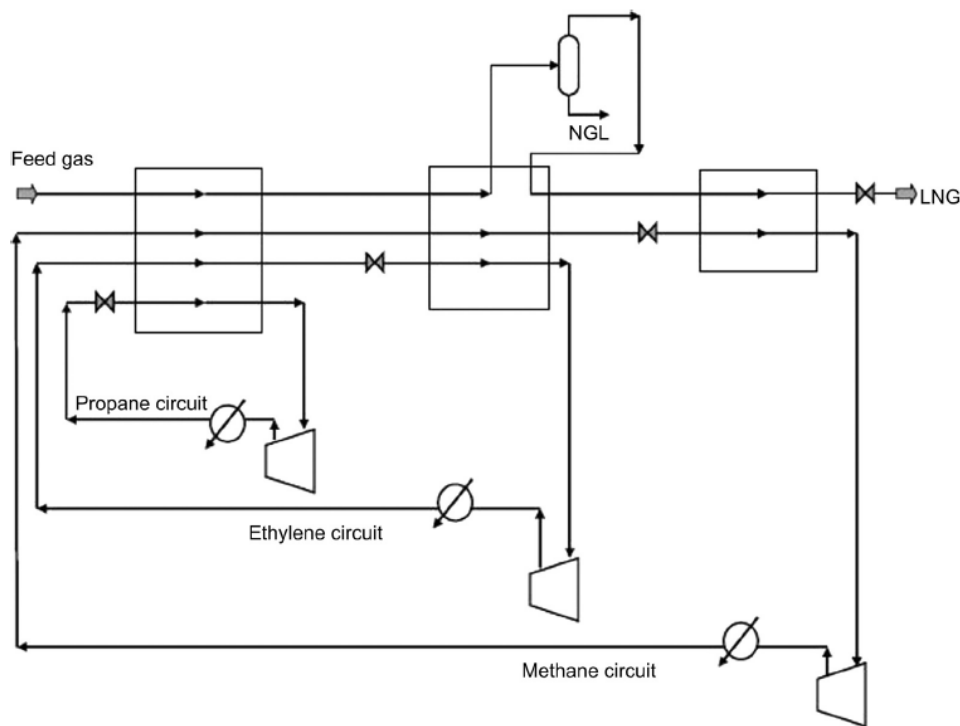


Figura 18. Proceso en cascada PHILLIPS.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 155)

En este proceso, el gas es llevado a través de cada etapa de condensadores de propano y etileno, la evacuación del calor producto de la compresión y el enfriamiento del propano se realizan con aire o con agua fría, así mientras que saca el calor enfría el etileno condensándolo. Como resultado de este proceso se remueven las fracciones más pesadas del gas y el metano rico resultante se mueve a través del llamado circuito de refrigeración de metano. El gas natural licuado de la última etapa se envía a almacenamiento a una presión de 70 milibares (1 psi aproximadamente) por encima de la presión atmosférica y a una temperatura de $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-260\text{ }^{\circ}\text{F}$ aproximadamente).

- **Proceso Black & Veatch Pritchard (PRICO®).** Que ha sido exitoso en operaciones de carga básica y operaciones de Peak Shaving o atenuación de pico que consiste en tener reservas disponibles de un energético para ser usadas en momentos de gran demanda del mismo.

En la figura 19 se observa su configuración básica, la mezcla refrigerante se compone de nitrógeno, metano, etano, propano e isopentano. La relación de volúmenes de los componentes de la mezcla se hace con el fin de hacer coincidir su curva de puntos de burbuja con la curva de puntos de rocío del gas natural de alimento.

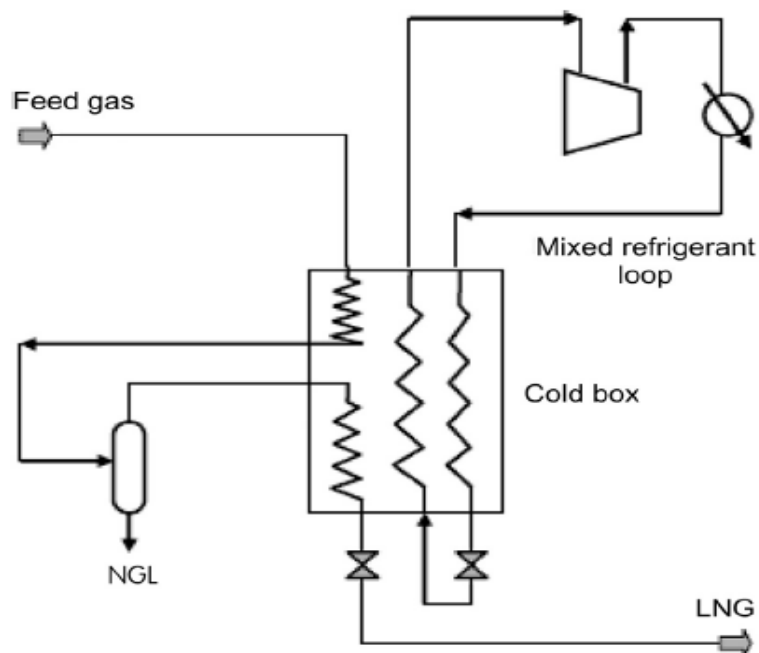


Figura 19. Proceso PRICO®.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 156)

La mezcla refrigerante se comprime y se condensa parcialmente antes de entrar a la caja fría, donde se condensa totalmente y se pasa por una válvula de expansión que causa una caída en la temperatura. Este líquido al vaporizarse entrega el duty de refrigeración para condensar el gas natural de alimento. La mezcla que ahora está en forma de vapor a baja presión se comprime nuevamente y el ciclo se repite. En este proceso la corriente de gas natural de alimento se enfría

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

primero hasta $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-31\text{ }^{\circ}\text{F}$) con el fin de condensar las fracciones más pesadas y dejarlo listo para el proceso de enfriamiento final.

- **Proceso Statoil/Linde.** Es un proceso de mezcla de fluidos en cascada que se desarrolló con el fin de operar en ambientes más duros como en el mar del norte. Al observar la figura 20 se ve que se trata de un proceso de refrigeración en cascada que incorpora como refrigerante una mezcla de fluidos en lugar de componentes puros.

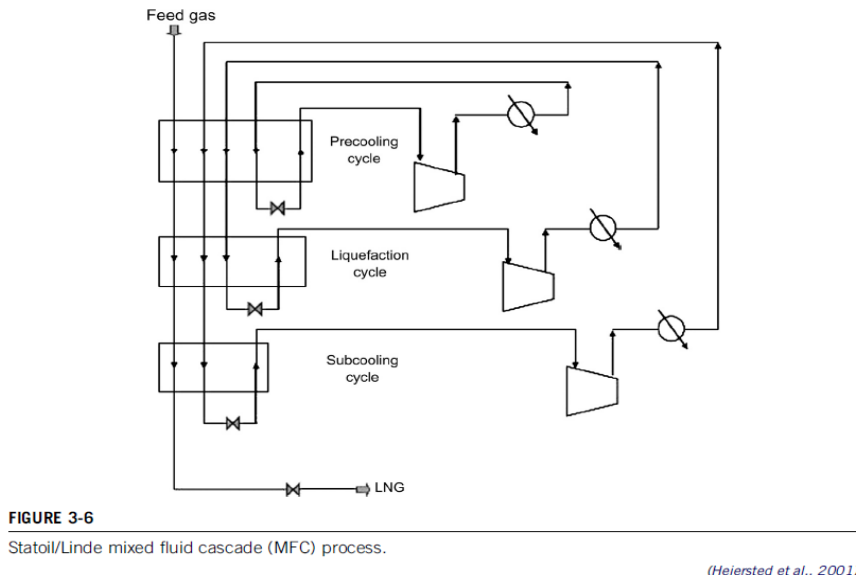


Figura 20. Proceso Statoil/Linde.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 157)

Esta forma de operar con ciclos de mezclas de refrigerante tiende a mejorar la eficiencia termodinámica y otorga una mayor flexibilidad de operación. El gas natural de alimento es preenfriado, licuado y subenfriado por medio de tres ciclos diferentes de mezclas de refrigerantes. Estas mezclas están hechas a base de nitrógeno, metano, etano y propano.

- **Proceso IFP/Axens.** O proceso Liquefin™, el cual usa dos mezclas de refrigerantes se puede observar en la figura 21. El gas natural de alimento ingresa al tren de refrigeración donde es enfriado entre -50 °C (-60 °F) y -80 °C (-110 °F) y se le retiran los condensados hidrocarburos.

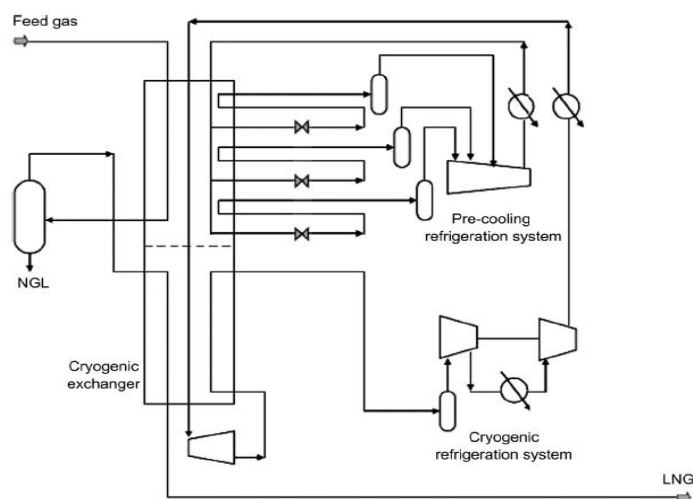


FIGURE 3-7
IFP/Axens Liquefin™ process.

(Fisher and Boutelant, 2002)

Figura 21. Proceso IFP/Axens.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 158)

Después el gas entra nuevamente al tren de refrigeración y se envía a la sección criogénica donde se licúa con la ayuda de una segunda mezcla refrigerante. La primera mezcla se usa a tres niveles de presión diferentes para pre enfriar el gas y la segunda se usa para licuar y sub enfriar el gas procesado.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- **Proceso Shell de doble mezcla de refrigerantes.** Que se muestra en la figura 22 y que emplea dos ciclos separados de mezclas refrigerantes.

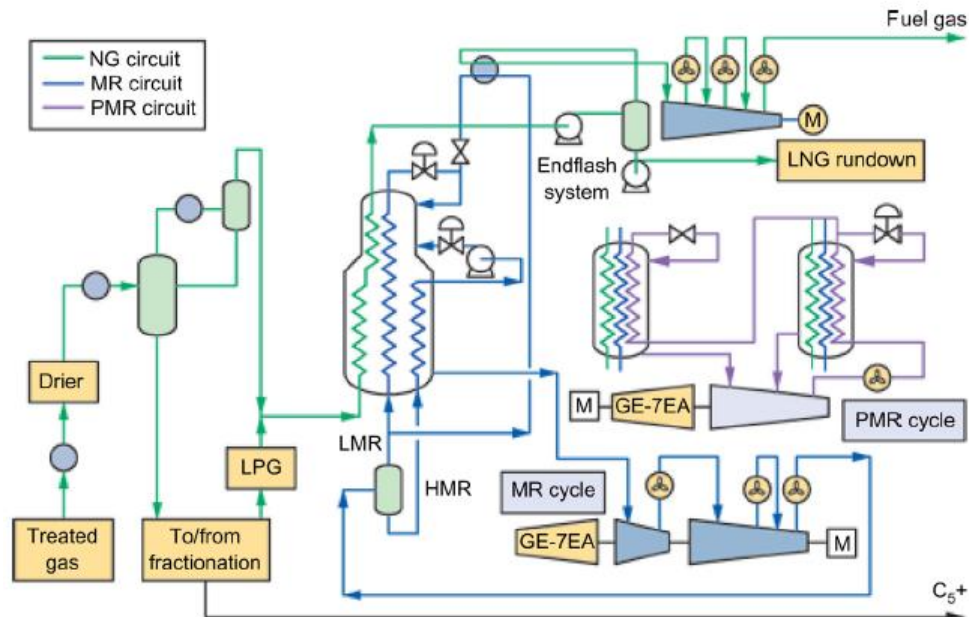


Figura 22. Proceso Shell de ciclo DMR.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 160)

En el primer ciclo se pre enfría el gas hasta $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-60\text{ }^{\circ}\text{F}$) y en el segundo ciclo se realiza otro enfriamiento y la licuefacción de este. Este proceso DMR tiene una configuración similar a la del proceso C3-MR, pero con preenfriamiento a base de una mezcla de etano y propano en lugar de usar propano puro. El refrigerante del segundo ciclo se compone de una mezcla de nitrógeno, metano, etano y propano. El enfriamiento entre etapas de compresión se hace con aire.

1.5.3. Almacenamiento y transporte de GNL. Una vez ha finalizado el proceso de licuefacción, se hace necesario almacenar el GNL con el fin de disponer de el en el momento indicado.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

El almacenaje se debe hacer en tanques especiales que necesitan mantener la temperatura en $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-260\text{ }^{\circ}\text{F}$ aproximadamente) y a presión atmosférica. Cabe anotar que este tipo de tanques también se encuentra en los terminales de recibo y regasificación como los que se encuentran dispuestos en puertos marítimos a lo largo del mundo y cuya función es recibir el GNL que llega a bordo de buques especiales (llamados metaneros) para luego, por medio de un proceso de regasificación, llevarlo a su forma original en estado gaseoso que será así despachado hacia los centros de consumo por medio de gasoductos principalmente.

En realidad, existen tres tipos de facilidades de almacenamiento de GNL que son los terminales de importación on shore, los terminales de importación off shore y las estaciones de cubrimiento de alta demanda o peak shaving (GIIGNL, 2009, pág. 5).

Los tanques se diseñan para mantener las condiciones de temperatura y presión antes mencionadas que garanticen que el líquido permanezca de esta forma, pero a pesar del aislamiento que poseen resulta que una pequeña cantidad de este líquido pasa al estado gaseoso a lo largo de los períodos de almacenaje y se le llama “boil-off gas” o gas evaporado.

Para mantener las condiciones de temperatura y presión constantes dentro del tanque se debe permitir la evacuación del gas evaporado, que será tomado para ser re condensado y re almacenado o para enviarse comprimido al gasoducto. También se puede reinyectar al buque metanero para mantener la presión durante la descarga del mismo. Solo si las circunstancias no permiten nada de lo anteriormente mencionado y se trata de anomalías o accidentes puede ser enviado a una tea. Los tanques de almacenamiento se clasifican principalmente en:

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- **Tanques de contención sencilla.** Que se componen de un cilindro interno de acero niquelado al 9% y un cilindro externo de acero al carbono con un espacio entre ellos o espacio anular que contiene un material aislante como la perlita (figura 23).

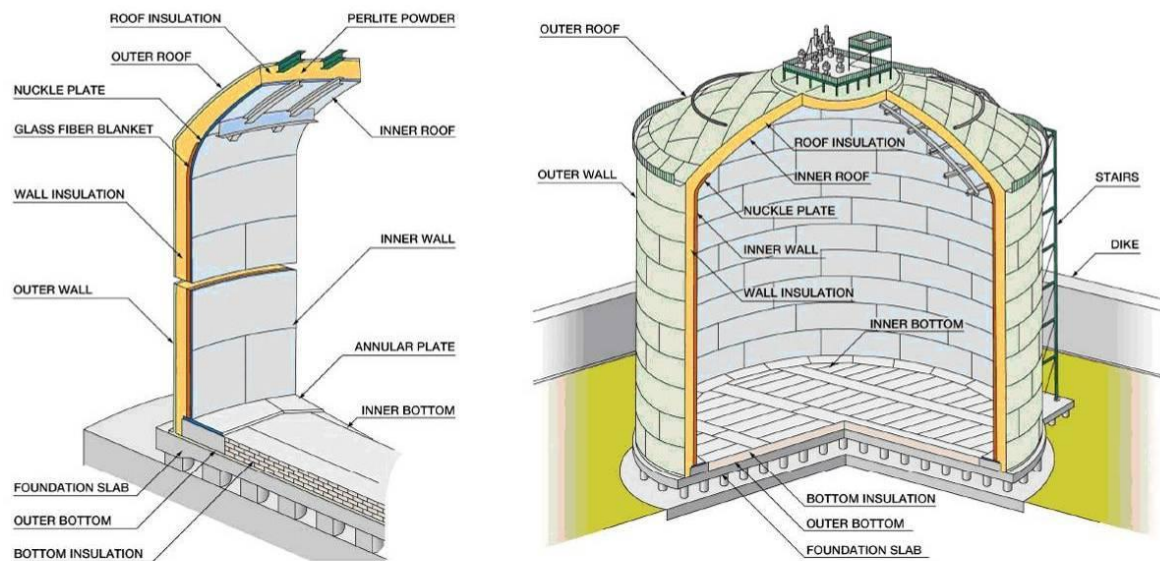


Figura 23. Tanque de contención sencilla.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 4).

Este tipo de almacenamiento requiere estar rodeado de un dique de contención que abarque la capacidad total del tanque interno en caso de que este falle.

- **Tanques de contención doble.** Como el de la figura 24 es muy parecido al tanque de contención sencillo, pero tiene una pared de concreto pos tensado adicional que es capaz de mantener el líquido criogénico contenido en caso de falla del contenedor primario.

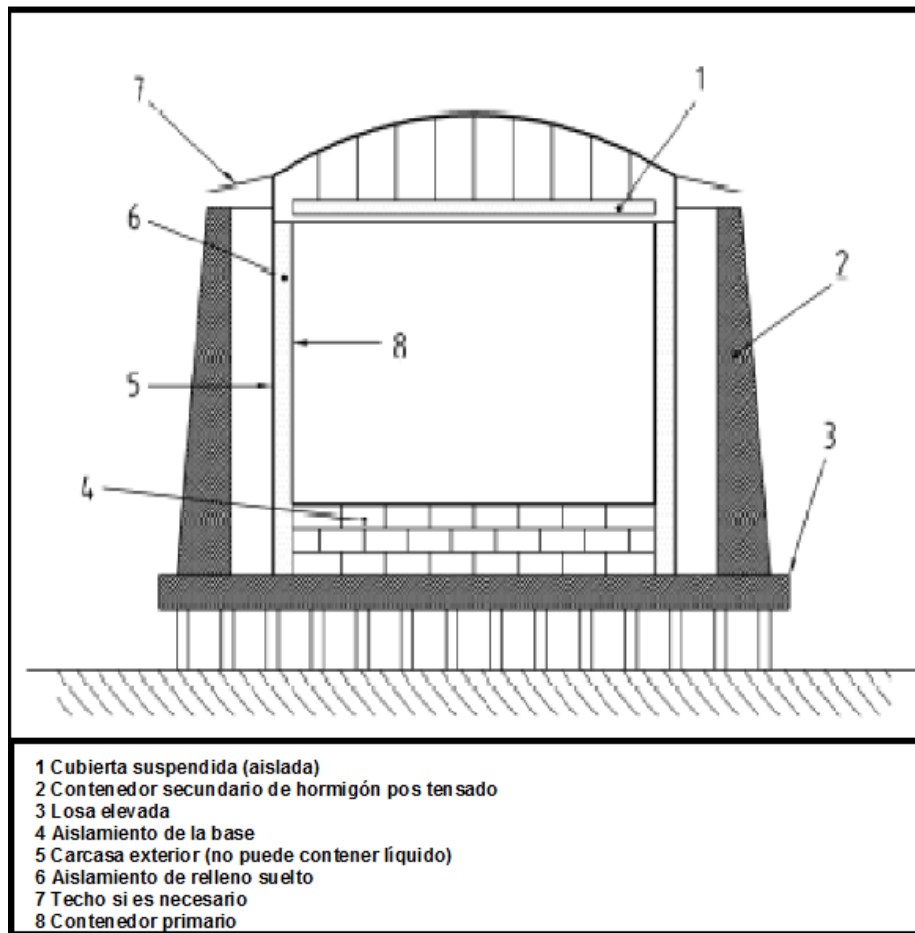


Figura 24. Tanque de contención doble.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 4).

- **Tanques de contención completa.** Que son en realidad un tanque de contención doble, pero con la diferencia de que el espacio anular entre los tanques interior y exterior se encuentra sellado (figura 25).

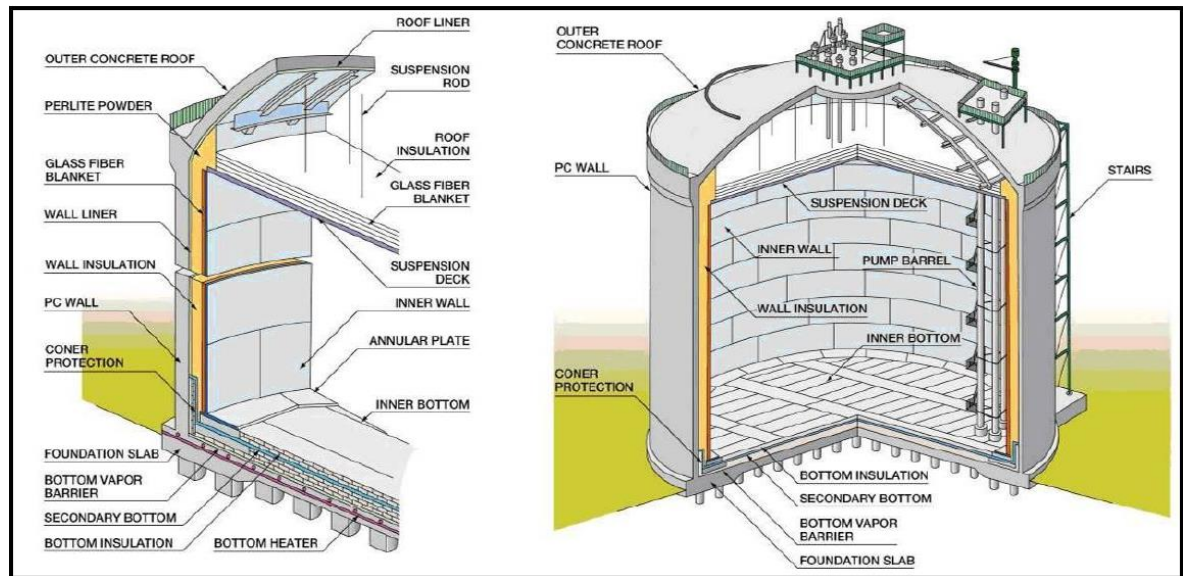


Figura 25. Tanque de contención completa.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 5).

La pared del tanque secundario está hecha de concreto pretensado y por su lado el techo de concreto reforzado, aunque algunas veces este último puede estar fabricado en metal.

- **Tanques de membrana.** Como en la figura 26 son tanques de concreto postensado con una capa interna de aislamiento de carga cubierta con una membrana corrugada de acero inoxidable.

En esta configuración las paredes de concreto soportan la carga hidrostática o el peso del líquido el cual se transfiere a través de las paredes aisladas y la membrana. La membrana entonces por no ser auto soportada tiene la capacidad de encoger o expandir el espacio interior del tanque de acuerdo con los cambios de temperatura.

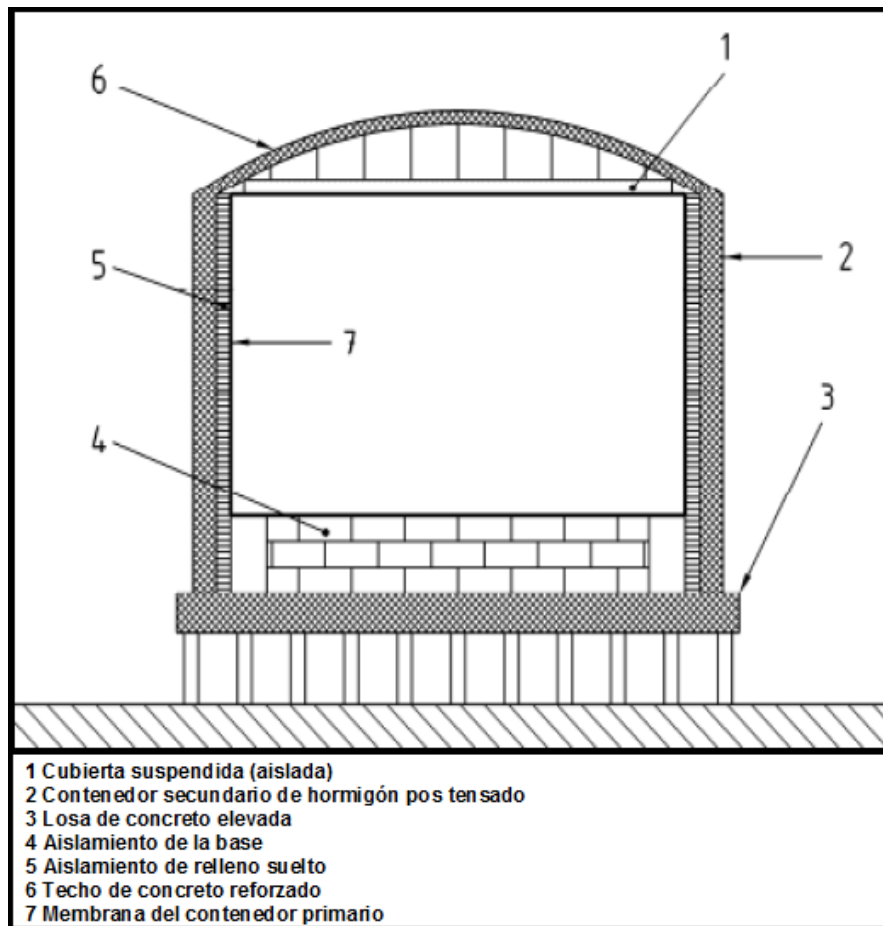


Figura 26. Tanque de membrana.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 5).

- **Tanques enterrados.** En la figura 27 se aprecia que este tipo de tanques se construye para que no contraste con los alrededores, es decir para que armonice con los mismos de manera segura y eficiente. No requieren diques de contención. Aunque son una opción muy segura y eficiente, tienen en contra los elevados costos y tiempo que lleva su construcción.

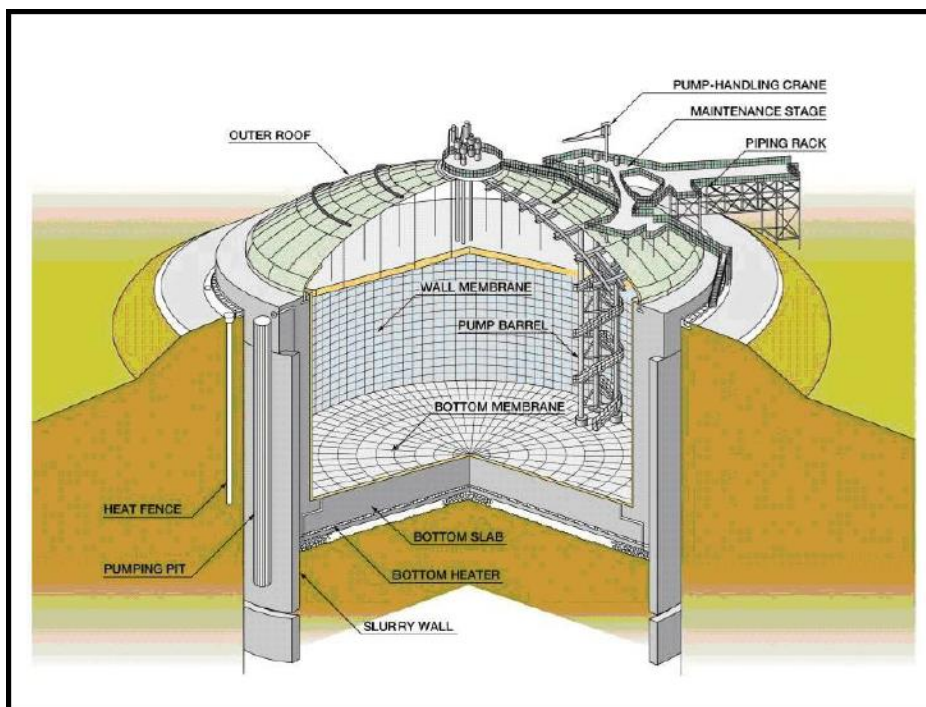


Figura 27. Tanque enterrado.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 6).

En cuanto al transporte de GNL y sabiendo que se trata de un combustible en estado líquido, a bajas temperaturas y presión atmosférica, este se realiza básicamente en contenedores especiales montados en barcos y camiones y en algunos países como Japón también en trenes. En líneas generales el transporte debe cumplir con el mismo principio del almacenaje toda vez que se debe garantizar que el GNL permanezca todo el tiempo bajo presión y temperatura constantes.

El transporte por mar se realiza entonces en los llamados buques metaneros de doble casco, contruidos especialmente para alojar en sus tanques el GNL y mantenerlo a una temperatura de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-259\text{ }^{\circ}\text{F}$) y a presión atmosférica. Estos barcos son una combinación del diseño de barcos convencionales con materiales especializados y sistemas avanzados para el manejo de cargas criogénicas.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Los tanques de contención tienen capas de aislamiento que aíslan la carga de GNL del casco al garantizar una distancia mínima de los lados y la parte inferior del casco según el IGC (IMO International Gas Codes) y agregan capas de protección en caso de colisión como se puede apreciar en la figura 28.

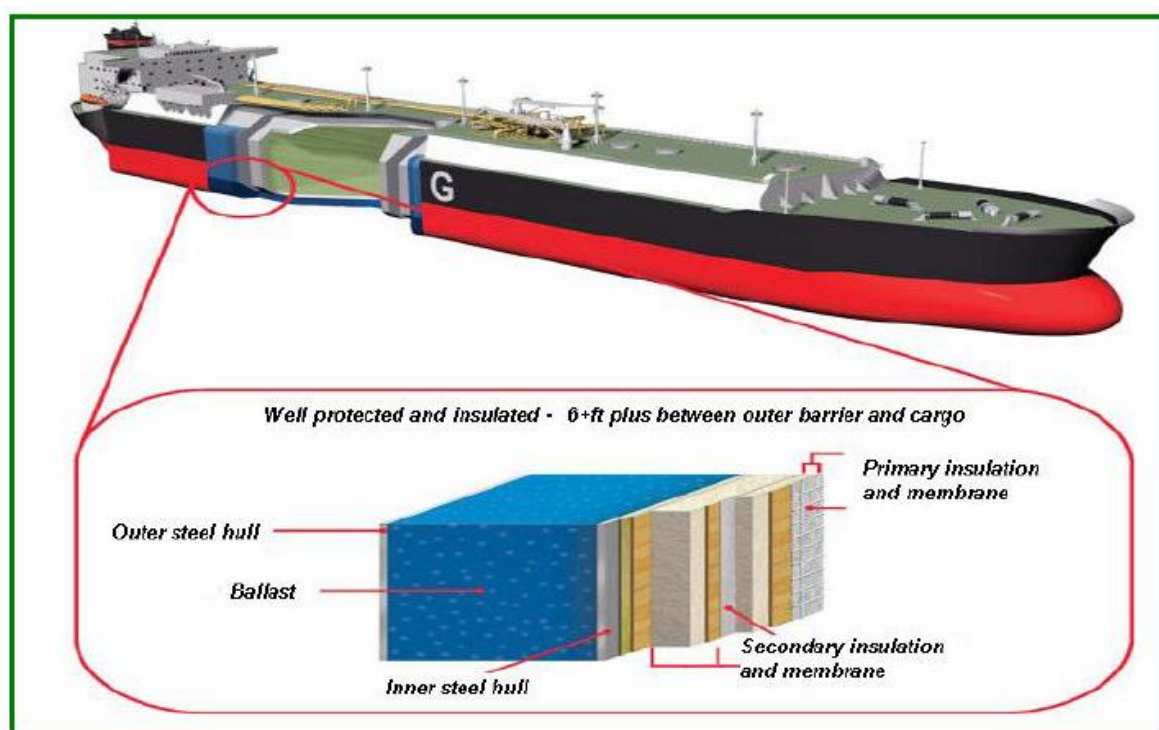


Figura 28. Ejemplo de requisitos de seguridad de construcción de buques tanque para el transporte de GNL en el mar.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 3).

Además, este sistema de aislamiento limita la cantidad de GNL que se evapora durante los viajes. En muchos buques de GNL, el gas de evaporación o ebullición se utiliza para complementar el combustible del barco durante el viaje.

Existen básicamente dos tipos de buque metanero, el del tipo membrana (ver figura 29 y 30) y el del tipo esferas (ver figura 31 y 32).



Figura 29. Ejemplo de buque de membranas.

Adaptado de (Perez Sotomayor, 2017, pág. 7).



Figura 30. Ejemplo de un tanque de membrana para GNL.

(Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 14)



Figura 31. Ejemplo de buque de esferas.

Adaptado de (Perez Sotomayor, 2017, pág. 8)

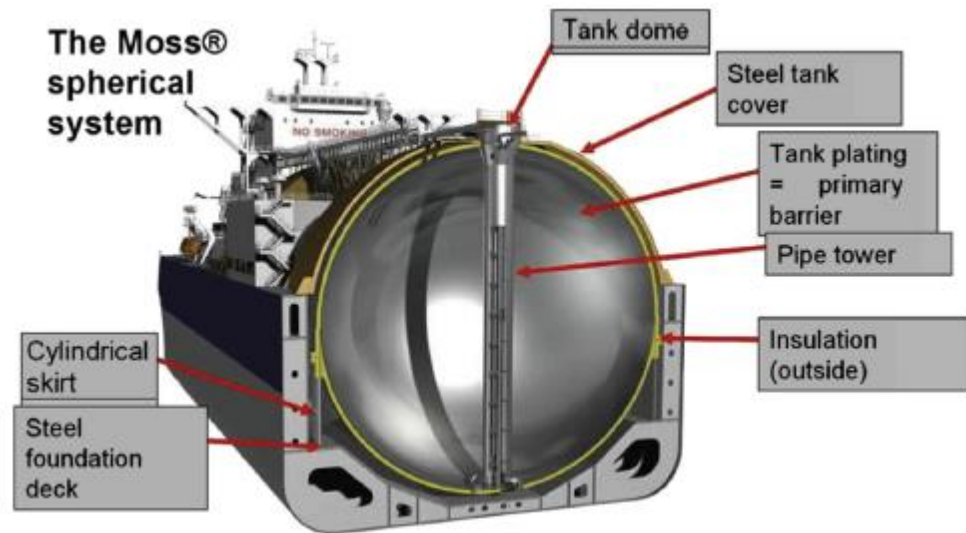


Figura 32. Ejemplo de un tanque esférico para GNL.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 14)

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Al observar estos tipos de buque se puede ver que los del tipo membrana tienen un aspecto exterior muy similar a otros cargueros convencionales, sin embargo, los del tipo esferas sobresalen por tener a la vista cuatro o más de estos contenedores esféricos. Las capacidades de los barcos metaneros son variadas pues los hay desde 1.000 metros cúbicos hasta 150.000 metros cúbicos en el caso de los más modernos.

Cuando la necesidad de transporte del GNL lo exige, se usan camiones cisterna equipados con contenedores de doble pared que cumplen la misma función de los sistemas anteriormente mencionados y se pueden emplear fácilmente para cargar una estación de regasificación. Estos camiones poseen capacidades de carga de entre 6 y 20 Toneladas que resultan suficientes para cumplir requerimientos industriales.



Figura 33. Camión cisterna adaptado para GNL.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/>

1.5.4. Proceso de regasificación. Este es el último eslabón que compone la cadena de suministro del GNL (figura 34).

Inicia con la llegada de los cargueros que traen el GNL en estado líquido, continúa con la vaporización de este y posterior adecuación de las condiciones para ser finalmente comercializado (como por ejemplo la presión, temperatura y odorización) o, es decir, enviado a los centros de consumo final ya sea por tuberías o por otro medio de transporte como camiones, por ejemplo.

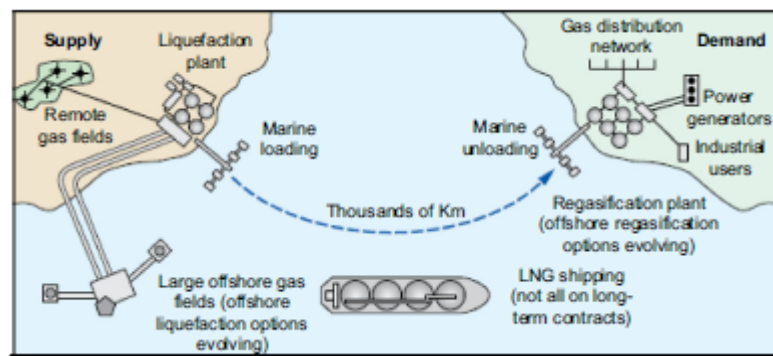


Figura 34. Elementos clave en la cadena de suministro de GNL.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 7)

La descripción del proceso entonces debe comenzar por los terminales de recepción del GNL procedente de los centros de producción y transportado por los llamados metaneros descritos anteriormente. Los terminales que existen hoy día se pueden clasificar en 2 tipos:

- **Tipo Off-shore**, es decir, en el mar, donde recibe la carga directamente de los buques, re gasifica el GNL antes o después de que lo almacena en depósitos bajo el agua y posteriormente lo entrega a los clientes en el continente usando una tubería submarina como medio de transporte.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Existen dos tipos de estos terminales off-shore, uno de ellos es el llamado Estructura de Base de Gravedad (Gravity Base Structures o GBS en inglés), que consiste en que la estructura completa que va desde las instalaciones de amarre y descargue para los buques, tanques de almacenamiento y equipo de regasificación se fijan al suelo marino.

Por otro lado, están las Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación (Floating Storage and Regasification Units o FSRU en inglés), que son barcos transportadores de GNL modificados y que a su vez tienen instaladas las facilidades de regasificación. Estos mismos pueden estar amarrados a estructuras ancladas al fondo marino o a un embarcadero en una zona portuaria.

- **Tipo On-shore**, es decir sobre el continente, como el de la figura 35, que representa una instalación típica de un terminal que contiene todas las facilidades desde el recibo y descargue de barcos, pasando por el proceso de regasificación y finalizando en el área de entrega del producto en forma gaseosa.



Figura 35. Modelo de terminal de recibo típico para GNL.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 26)

Aunque existen diferentes diseños de terminales de recibo de GNL, las características son muy similares en todos ellos y se puede decir que los componentes más comunes de estas instalaciones son:

✓ **Los brazos de carga.** El proceso de regasificación empieza con el descargue del buque metanero utilizando los llamados brazos GNL (ver figura 36) que conectan los tanques de almacenamiento de tierra con los del buque. Antes de que la operación de descargue comience, los brazos han de enfriarse hasta $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-259\text{ }^{\circ}\text{F}$).

Estos brazos o tuberías articuladas están compuestos de una tubería ascendente (riser pipe en inglés), el llamado brazo interno y el llamado brazo externo con diámetros entre 16 y 24 pulgadas. Entre cada segmento de tubería se encuentra una válvula tipo swivel joint o unión giratoria que permite que el brazo se ajuste al movimiento que puede presentarse entre el barco y el puerto.

Es necesario que existan elementos de seguridad que garanticen la adecuada posición de los componentes durante todo el proceso de descargue, tales como el sistema de desconexión de emergencia QCDC (Quick Connect / Disconnect Coupling en inglés) y el sistema de monitoreo de posición. Se requiere purgar los brazos con nitrógeno antes de desconectar los mismos del barco y para esto debe existir una unidad de bombeo que lo garantice.



Figura 36. Brazos de descarga en un terminal de recibo GNL.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 5).

- ✓ **Tuberías criogénicas.** Es importante recalcar que los brazos de descarga deben ser capaces de soportar la expansión o la contracción resultantes de los cambios de temperatura, y así mismo las tuberías que conectan los brazos con el o los tanques de almacenamiento que existan en el terminal.

- ✓ **Tanques de almacenamiento.** Que ya se han descrito anteriormente y cuya capacidad dependerá de la demanda que se haya proyectado en la etapa de diseño de la facilidad.

- ✓ **Bombas de baja presión.** O (LP Pumps en inglés) (figura 37), extraen el GNL directamente del tanque de almacenamiento para entregarlo a la siguiente etapa que generalmente es el recondensador BOG. Son bombas que operan montadas dentro de las tuberías y tanques o, en otras palabras, sumergidas en el GNL ya que este es un líquido dieléctrico, es decir, que no conduce la

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

corriente eléctrica. Las bombas LP se montan generalmente dentro de una cavidad vertical que va en la parte superior de un tanque de almacenamiento.

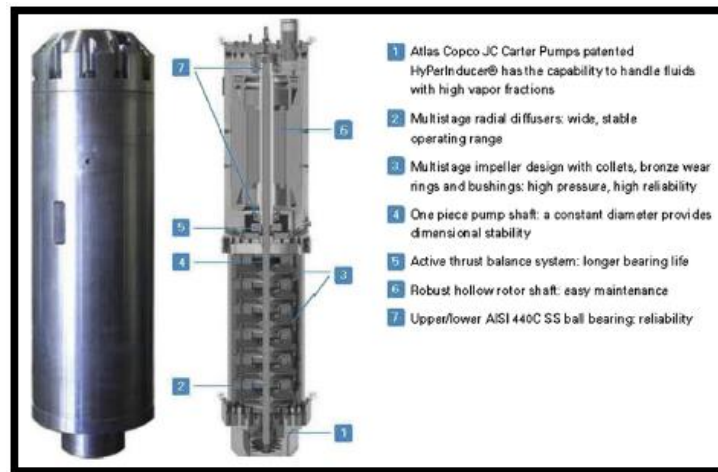


Figura 37. Modelo de bomba LP.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 33).

Estas bombas operan con una presión de descarga de entre 8 a 10 Bares (116 a 145 psig). Es importante que la bomba opere dentro del flujo de diseño, ya que como se puede ver en una curva de operación típica (ver figura 38), esto se requiere para lograr una máxima eficiencia.

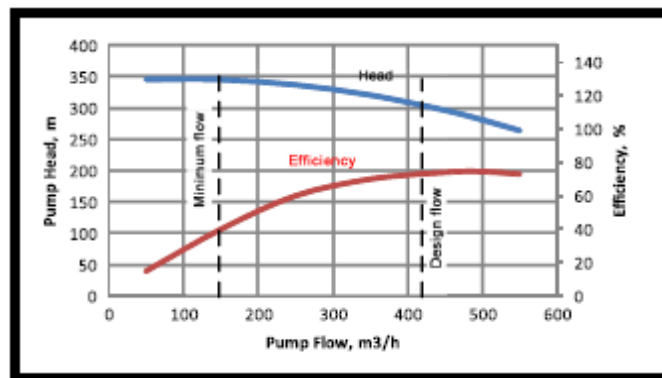


Figura 38. Curva de operación de bomba LP.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 34).

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Si por el contrario se opera en un rango bajo, la temperatura final del fluido se incrementa y habrá problemas en el re-condensador BOG. El problema está en que al caer el flujo no habrá suficiente GNL frío para condensar el BOG, lo que hace que de esta etapa pase BOG a la etapa de alta presión ocasionando cavitación en esa bomba.

Además de suministrar flujo al re-condensador y alimentar la bomba HP, las bombas de LP también se utilizan para hacer circular GNL frío al muelle para mantener las líneas de descarga frías durante la operación. Las bombas también se pueden usar para mezclar GNL en los tanques y así evitar la inversión del líquido (rollover) en ellos.

✓ **Compresores y re-condensadores de BOG (Boil-Off Gas).** El flujo de vapor de los tanques de GNL varía significativamente entre operaciones de carga, retención y descarga de los buques.

Estos vapores deben ser comprimidos, eliminados y condensados en el re-condensador BOG para mantener el tanque de almacenamiento a baja presión.

El flujo de vapor durante la descarga se da por la entrada de calor proveniente de las bombas, ganancia de calor en las líneas de descarga, fuga de calor a los tanques de almacenamiento y por el volumen desplazado del tanque por el GNL descargado. Una parte del vapor se devuelve a la nave, y la mayoría es re condensado en el re-condensador BOG. Cuando el barco se encuentra en viaje el flujo de vapor es muy bajo, el BOG se genera principalmente debido a fugas de calor a los tanques de almacenamiento, típicamente 0.05% en volumen por día.

Durante operaciones con gran cantidad de GNL, el flujo de BOG se reduce aún más y puede volverse negativo de modo que es posible que se requiera vapor de reposición que puede provenir del sistema de gas natural propio de la nave. La tasa de vapor típica varía de 4 a 40 MMscfd entre las operaciones de retención y descarga del barco, estos flujos de vapor son comprimidos por el

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

compresor BOG y condensados en el re-condensador utilizando una corriente de GNL. Las funciones de re-condensador BOG son:

- Condensar el BOG manteniendo los tanques de almacenamiento a baja presión.
- Sirve como recipiente mezclador y de succión para las bombas de transferencia HP.
- Mantener una presión de succión constante y proveer una cabeza de succión suficiente para las bombas de transferencia HP.

En la figura 39 se observa un sistema de re-condensación de BOG típico donde el compresor BOG lleva el vapor a una presión de 8 Baresg (116 psig). Este compresor puede ser reciprocante o centrífugo.

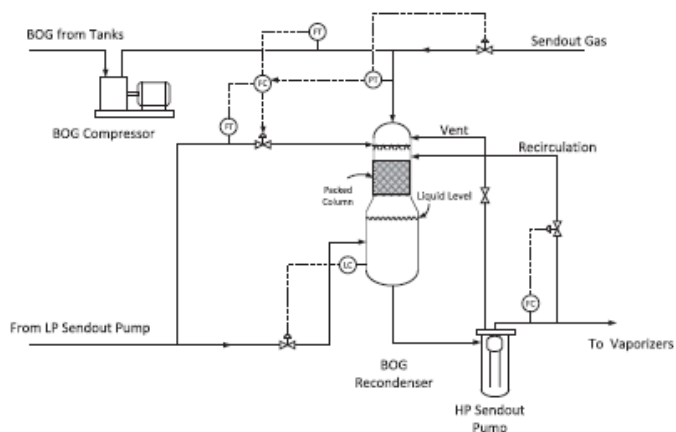


Figura 39. Esquema de un re-condensador BOG.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 36)

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

El diseño del sistema y del control del proceso debe asegurar un flujo estable con suficiente subenfriamiento y cabeza de succión para la operación de la bomba de transferencia HP.

✓ **Bombas de alta presión.** O (HP Pumps en inglés), son las bombas que toman el GNL desde el re-condensador BOG a una presión de entre 8 a 10 Baresg (116 a 145 psig) para llevarlo hasta 80 a 120 Baresg (1160 a 1740 psig) que son los requerimientos finales de transferencia (figura 40).

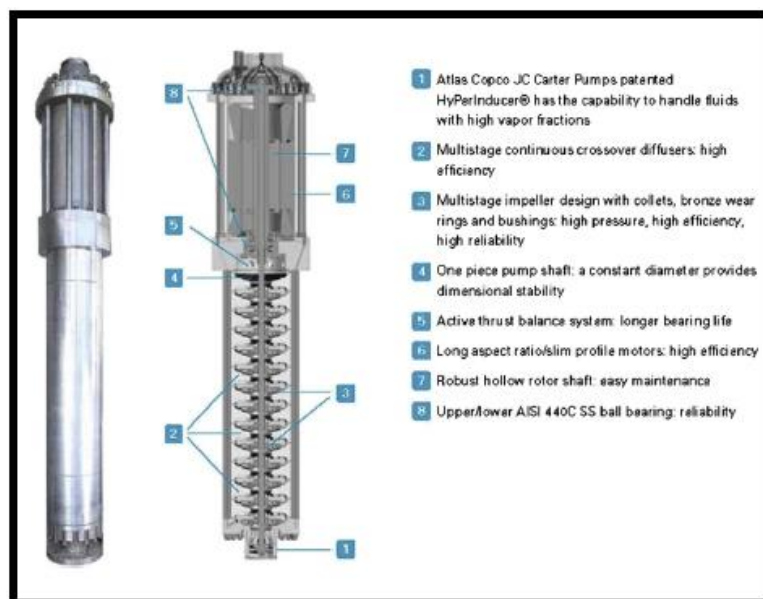


Figura 40. Modelo de bomba HP.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 34)

Estas bombas son de montaje vertical interno que operan sumergidas dentro de tuberías. La bomba es muy compacta y está equipada con un inductor de entrada para reducir el requisito de cabeza de succión neta positiva (Net Pump Suction Head o NPSH en inglés) necesaria para su operación. En la figura 41 se observa una curva de operación típica para estas bombas.

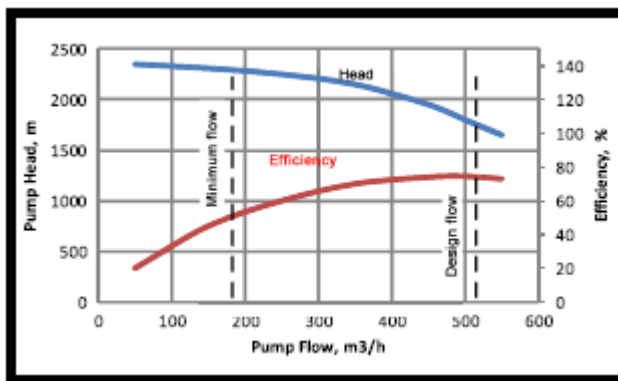


Figura 41. Curva de operación de bomba HP.

Adaptado de (Mokhatab, Wood, & Valappil, 2014, pág. 35).

El calor generado por el motor se elimina principalmente por el calor sensible de la entrada de GNL. Una pequeña porción se vaporiza, y debe ventilarse desde la carcasa de la bomba para evitar que este vapor se quede bloqueado en ella. Este vapor se envía generalmente al re-condensador BOG.

Este sistema es crítico en la operación de un terminal de regasificación y debe diseñarse para las diferentes operaciones de la bomba, incluidas inicio y apagado, descarga de barcos y operaciones de retención. Para un terminal de carga fijo, la bomba HP es una bomba de alta cabeza de varias etapas accionada por un motor grande, típicamente con una clasificación de 1500 a 2000 kW.

✓ **Vaporizadores.** A donde se envía el GNL proveniente de los tanques de almacenamiento y del re-condensador de BOG para ser calentado y re gasificado. Los principales tipos de vaporizadores usados en la industria son:

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- *Vaporizadores de panel abierto* u Open Rack Vaporisers en inglés (ORV), como el de la figura 42, utiliza el agua de mar para extraer de ella el calor necesario para vaporizar el GNL.

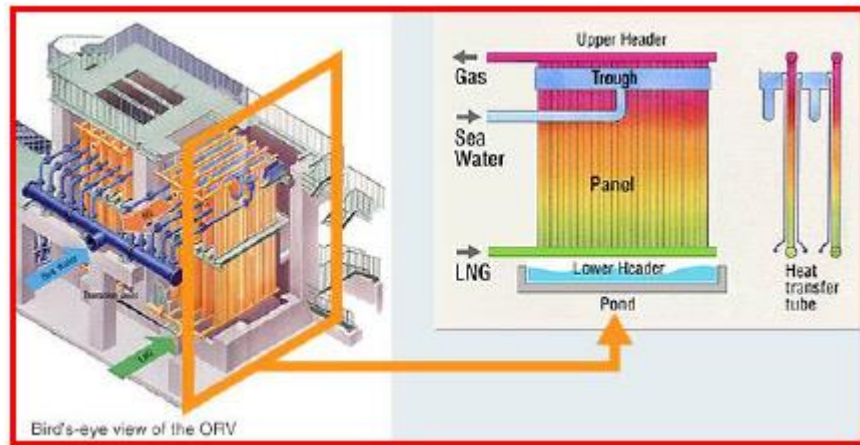


Figura 42. Vaporizador Open rack.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 6)

El agua es filtrada para evitar la presencia de pequeñas partículas sólidas en el ORV, para luego caer sobre paneles de tubos que contienen el GNL al cual calienta y vaporiza. Luego, el agua se recolecta en un canal antes ser descargada de vuelta al mar. Los tubos están diseñados específicamente para optimizar el intercambio de calor.

- *Vaporizadores de combustión sumergida* o Submerged Combustion Vaporisers en inglés (SCV), se ve en la figura 43. Estos vaporizadores queman gas natural producido por el terminal y pasan los gases calientes a un baño de agua que contiene un intercambiador de calor tubular por donde fluye el GNL.

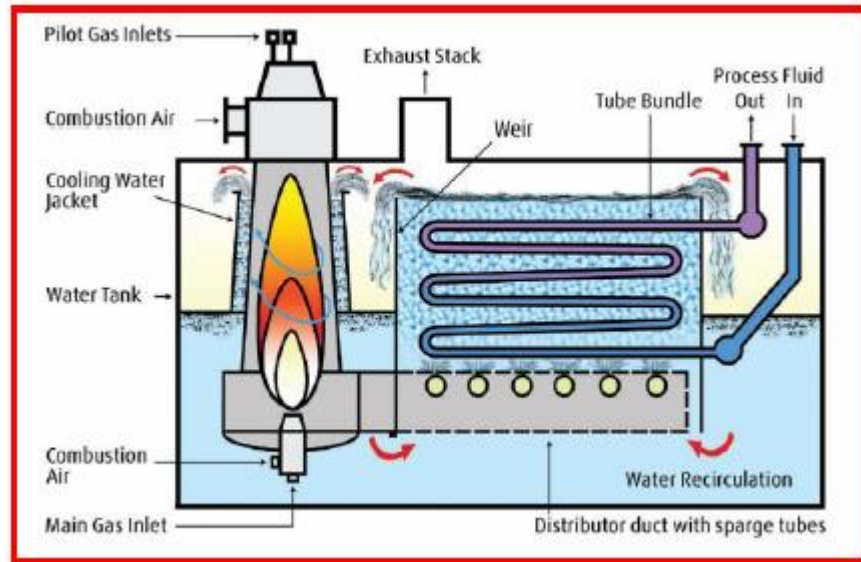


Figura 43. Vaporizador de combustión sumergida.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 6)

El calor producido por el gas de combustión aumenta la eficiencia de transferencia de calor entre el agua y el GNL y evita que se forme hielo en el haz del tubo. Los SCV queman entre el 1.2 a 1.5% del gas natural procesado.

- *Vaporizadores de fluido intermedio* o Intermediate Fluid Vaporisers en inglés (IFV), como el que se aprecia en la figura 44 se basan en dos niveles de intercambio térmico: el primero se da entre el GNL y un fluido intermedio como el propano, y el segundo se da entre el fluido intermedio y una fuente de calor que es generalmente agua de mar.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

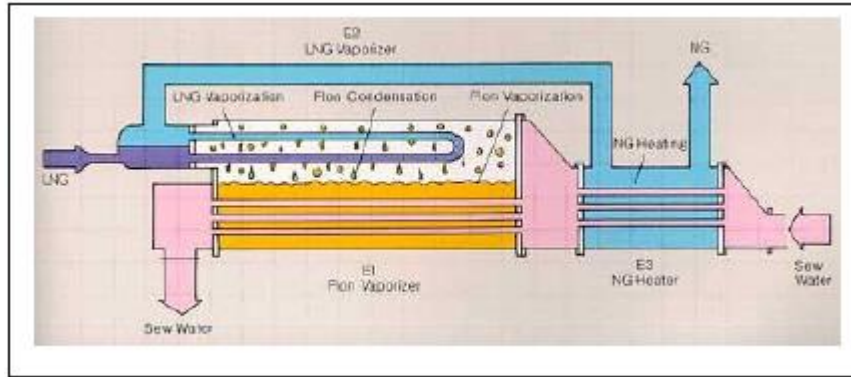


Figura 44. Vaporizador de fluido intermedio.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 6)

El área superficial de los intercambiadores está diseñada para optimizar el intercambio de calor. Los IFV evitan el congelamiento y reducen los riesgos de incrustaciones. Este beneficio operativo particular puede justificar el aumento en el costo que surge del uso de un fluido intermedio.

- *Vaporizadores de aire ambiental* o Ambient Air Vaporisers en inglés (AAV), apreciables en la figura 45 usan el calor del aire ambiente para vaporizar el GNL.



Figura 45. Vaporizador de aire ambiental.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 7)

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Es una tecnología que generalmente se ha utilizado para pequeñas instalaciones tales como terminales satelitales de GNL alimentadas por camiones. Las unidades pueden trabajar por flujo natural de aire (convección natural) o asistido por ventilador (convección forzada). Algunas unidades más grandes se han instalado en terminales de importación de GNL donde los sistemas de agua de mar se consideran inadecuados.

✓ **Sistema de odorización, envío y entrega.** Representa la etapa final en la producción de gas natural a partir del GNL. Como se advierte en la figura 46, donde se puede observar la operación completa y un terminal típico de regasificación, la etapa previa a la distribución a los consumidores finales está integrada por sistemas de odorización y medición del gas natural.

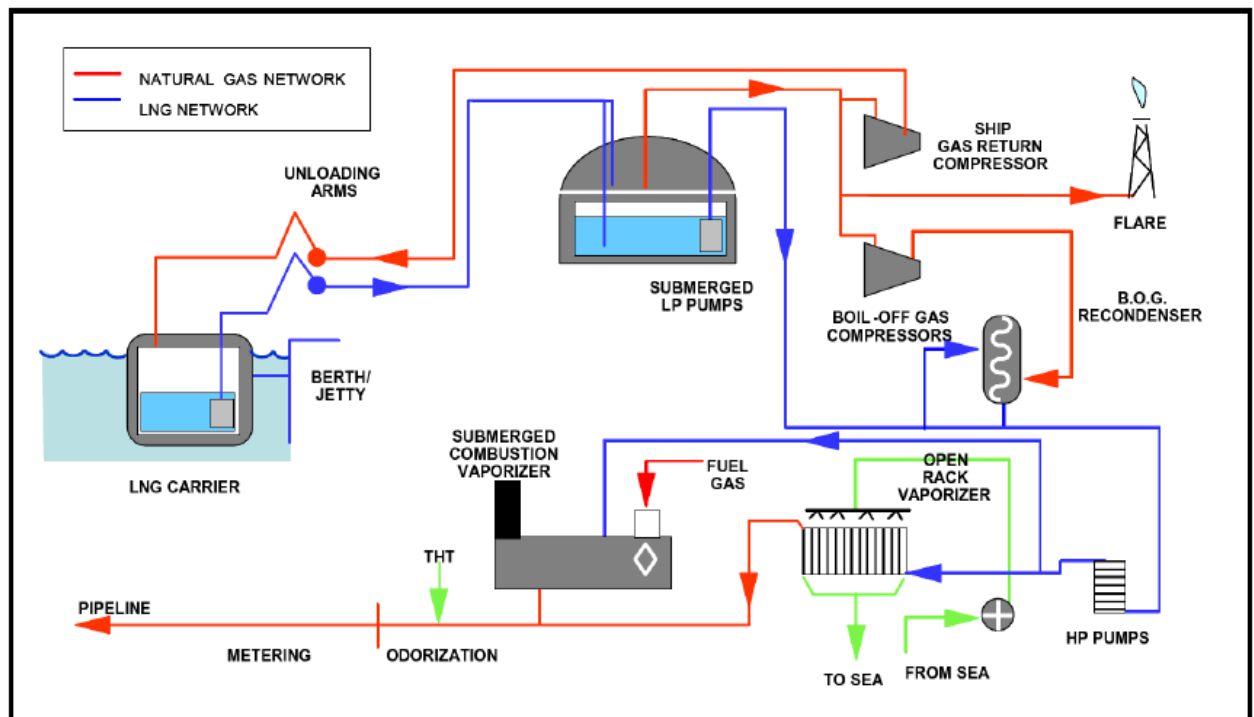


Figura 46. Esquema del proceso de regasificación de GNL.

Adaptado de (GIIGNL, 2009, pág. 4).

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Antes de que el gas natural se distribuya a los consumidores, se agrega un olor desagradable, esto porque el gas natural es incoloro e inodoro y resultaría imposible detectar una fuga sin los instrumentos apropiados. Entonces, para que la detección de una fuga sea más fácil, ya sea en nuestra cocina o en la tubería, normalmente se agrega el mencionado olor al gas natural. La estación de odorización puede estar en la propia terminal de GNL antes el envío de gas natural, o solo unos pocos kilómetros más allá de la terminal. La cantidad de odorantes agregados dependen del país. Muchas terminales que exportan el gas hacia una línea de transmisión de alta presión no le añaden olor.

Finalmente, la medición representa el último paso en la terminal, mide la cantidad de gas que se está enviando. El gas natural es luego entregado por tubería directamente a los clientes para uso industrial o residencial.

2. Normatividad colombiana para el manejo del gas natural

Para hablar de la normatividad actual que rige al sector del gas, considero necesario hacer un breve recuento de las fechas y eventos más importantes que marcaron de alguna manera el desarrollo del negocio que conocemos hoy en día en Colombia, para luego enunciar el marco regulatorio junto con los entes gubernamentales que se encargan de emitir las respectivas normas que en materia de transporte debemos conocer.

Se puede decir que en Colombia el sector del gas es un sector relativamente joven, si se compara con el sector petróleo que inició la explotación en Colombia en 1907, ya que a pesar de compartir el mismo origen el gas no era considerado como un insumo valioso al principio de dicha explotación petrolera en nuestro país y cuando era hallado en asocio con el petróleo se quemaba en los campos por medio de teas.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Por otro lado, si el gas se encontraba solo entonces se abandonaban los pozos al ser considerados un fracaso, pues el insumo buscado era únicamente el líquido negro. “Lo anterior fue la constante hasta finales de los años 50, cuando un grupo de empresarios vio el potencial que representaba el gas natural que para esa época contaba con importantes reservas descubiertas en la costa caribe en los departamentos de Córdoba y Sucre, ante lo cual se creó la Promotora de Gasoductos del Atlántico, Promogas, una compañía fundada para impulsar la construcción de un gasoducto que llevaría el gas desde los yacimientos descubiertos en la Costa Atlántica hasta las zonas industriales de Barranquilla y Cartagena” (NATURGAS, 2014, pág. 21).

En marzo de 1962 se inauguró el primer gasoducto del país llamado Cicuco-Barranquilla y la primera empresa que recibió el gas como combustible fue Cementos del Caribe en ese mismo mes. Previamente, ante el anuncio del inicio de la comercialización del gas como combustible, el gobierno expidió la Ley 10 del 16 de marzo de 1961, que prohibía la quema del combustible y se conminaba a las compañías a usarlo con fines económicos.

En 1974 se creó Promigas, la Promotora de la Interconexión de los Gasoductos de la Costa Atlántica Ltda, una vez que la empresa Texas Petroleum Company declarara la comercialidad de las reservas de gas encontradas en los yacimientos de gas Chuchupa y Ballena descubiertos en la Guajira.

En el año de 1975 la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural expidió la Resolución 039 que fijaba los criterios para definir los precios del nuevo combustible.

Para mediados de los años 80, el gas natural era empleado principalmente en el sector industrial de la Costa Atlántica, para la generación de energía eléctrica en plantas térmicas y en algunas ciudades como Barranquilla, Cartagena, Bucaramanga y Neiva ya existían redes de gas domiciliario. De esta forma, en los años finales de esta década y gracias a nuevos descubrimientos

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

de hidrocarburos como Cusiana y Cupiagua, así como la construcción de nuevos gasoductos que interconectaron las diferentes zonas del país, el gas natural pasó a formar parte de la canasta de servicios públicos en gran parte de las ciudades colombianas.

Según se lee en (NATURGAS, 2014, pág. 75), dentro del marco de la constitución nacional de 1991, se establecieron dos temas que serían trascendentales para el desarrollo futuro del servicio de gas natural domiciliario: el primero tiene que ver con la obligación del Estado a prestar los servicios públicos en todo el país y a todos sus ciudadanos y el segundo que pone en cabeza del legislativo establecer el régimen bajo el cual operaría el sector de servicios públicos, para lo cual debe regular el control de calidad de bienes y servicios ofrecidos a la comunidad, expedir las leyes que regirán la prestación de los servicios públicos y dar facultades al gobierno para ejercer inspección y vigilancia en esta materia.

En diciembre de 1991 el gobierno expide el Conpes 2571 o “programa para la masificación del consumo de gas” y en marzo de 1993 el Conpes 2646 o “Plan de gas, estrategia para el desarrollo del programa de gas”; documentos que sentaron las bases para la expansión de la canasta energética del país, la formalización del mercado del gas y el establecimiento de una estructura regulatoria para dicho mercado.

Mediante Decreto 2119 del 29 de diciembre de 1992, se transformó a la Comisión Nacional de Energía en la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME - dándole la calidad de Organismo con carácter de Unidad Administrativa Especial. Con la promulgación de la Ley 143 de 1994, se complementó lo relacionado a la naturaleza jurídica, funciones, autonomía, funcionamiento, recursos presupuestales y régimen de personal (Unidad de Planeación Minero Energética, 2019).

La ley 142 de 1994 o Ley de servicios públicos también creó la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Con la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994 se le da vida a la CREG o Comisión de Regulación de Energía y Gas: Nacimos en 1994, cuando el congreso de la República, mediante las leyes 142 y 143, creó las comisiones de regulación, con el fin de regular las actividades de los servicios públicos domiciliarios (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2019).

La Ley 401 de agosto de 1997 creó la empresa Ecogás como empresa comercial e industrial del Estado y principal responsable de la actividad transportadora de gas natural en el país; empresa que fue liquidada en el año 2010 mediante decreto 236 del Ministerio de Minas y Energía previa privatización en el año 2006 cuando se vendieron sus activos a la Empresa de Energía de Bogotá, EEB, quien a su vez constituyó la sociedad Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P, TGI; en el año 2015 TGI cambió su razón social a Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P al incursionar en negocios de transporte y distribución de gas natural en Perú, México y Ecuador.

Para finalizar este breve recuento histórico se debe mencionar que en el año de 2003 se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, mediante el Decreto Ley 1760, con el fin de encargarle la administración de los hidrocarburos y al mismo tiempo suscribir y administrar los contratos de exploración y explotación con las compañías petroleras en el país.

La cadena del gas natural está compuesta por productores, distribuidores, transportadores y comercializadores. Los distribuidores se encargan de llevar el gas hasta los hogares, tienen una zona asignada en exclusiva y también simultáneamente son comercializadores.

Existen comercializadores que no distribuyen y solo proveen térmicas, estaciones de servicio e industrias. Todos los anteriores actores están obligados a cumplir las normas dispuestas por la CREG. Sin embargo, los productores que se encargan de extraer el gas directamente de los yacimientos deben operar en bloques asignados por la ANH quien cumple fundamentalmente con la promoción de actividades de exploración y producción en el país. En cuanto a los

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

transportadores, estos se encargan de construir la infraestructura de grandes gasoductos. En el país, el modelo adoptado para desarrollar infraestructura se conoce como “Contract carriage” o transporte por contrato según (NATURGAS, 2014, pág. 177). La CREG regula todas las actividades de la industria del gas, incluyendo tarifas de suministro de gas en boca de pozo, transporte y distribución.

2.1. Regulación en materia de transporte y distribución de gas natural en Colombia

Como se vio anteriormente, la norma básica para esta actividad es la Ley 142 de 1994 o Ley de Servicios Públicos, a la cual se sumó más adelante la norma CREG 065 de 1995 o Código de Distribución de Gas Combustible por Redes.

La actividad de transporte del Gas Natural comprende la movilización del Gas a través del conjunto de gasoductos que conforman el Sistema Nacional de Transporte (SNT), a cambio del pago de la tarifa correspondiente. El Sistema de Nacional de Transporte comprende el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad (City Gate), Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento. (Resolución CREG-001 de 2000) (Sandoval, 2004).

En la figura 47 se puede observar el Sistema Nacional de Transporte de gas natural en Colombia junto con las empresas que lo componen.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

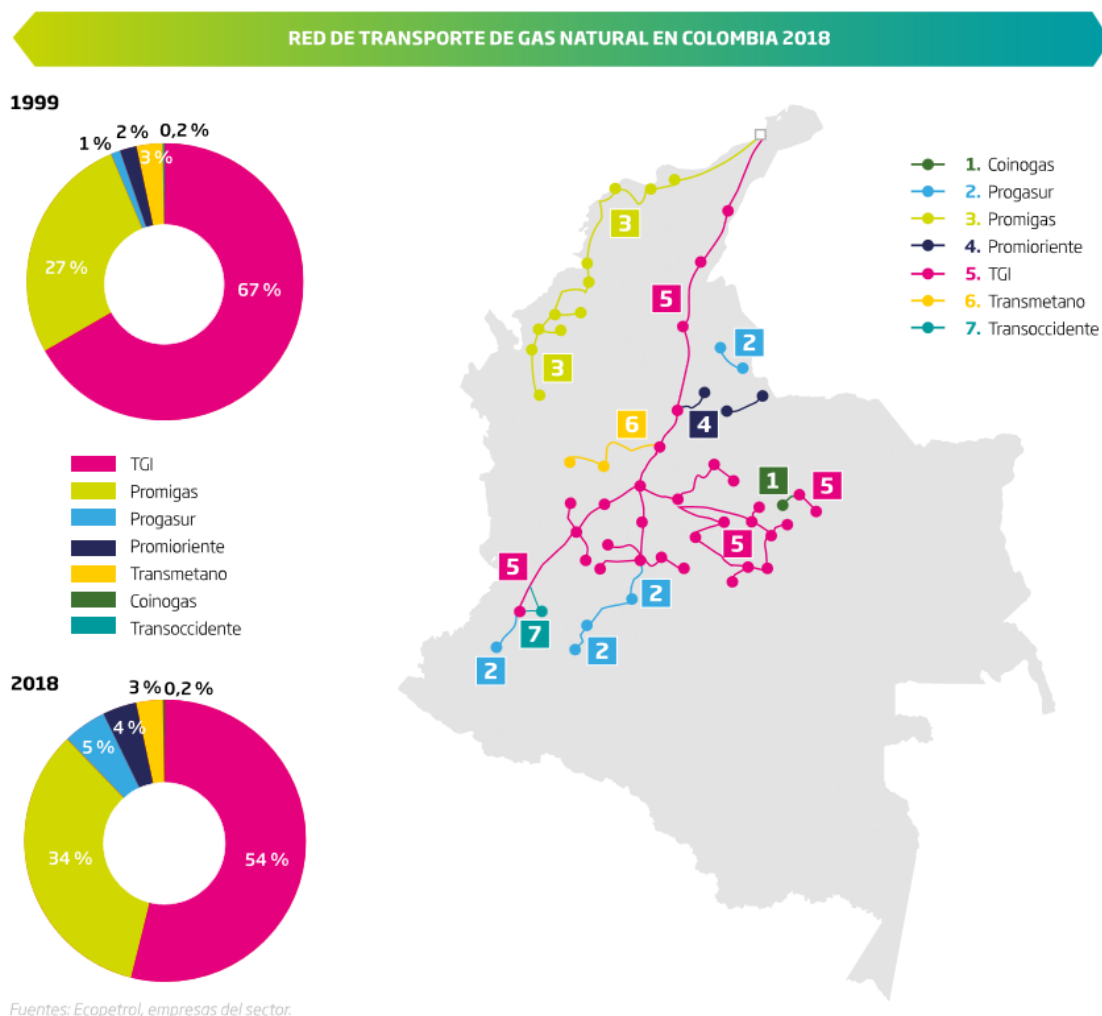


Figura 47. Mapa colombiano de SNT de gas natural.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019),
<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

El transporte de gas natural en Colombia se regula por el Reglamento Único de Transporte (RUT) que es el que establece las normas operativas y comerciales que rigen el Sistema Nacional de Transporte. Fue adoptado mediante la Resolución GREG 071 de 1999. La exigencia de especificaciones mínimas de calidad del gas inyectado a un Sistema de Transporte tiene dos objetivos principales (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2019):

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- Proteger la integridad del Sistema de Transporte y de las instalaciones de los Agentes. Por ejemplo, se controla el contenido de CO₂ y agua para evitar corrosión interna en las tuberías. También se controla la formación de líquidos hidrocarburos ya que causan, entre otros efectos, pérdida de eficiencia en los sistemas de transporte.
- Permitir el intercambio de gases de tal forma que no se afecte la combustión en quemadores diseñados para la segunda familia de combustibles gaseosos.

En cuanto a la distribución, el RUT establece el mecanismo de áreas exclusivas que consiste en contratos por medio de los cuales se le asigna a una empresa el derecho exclusivo de distribución domiciliaria en algunos municipios definidos dentro de un área. Las características más importantes de estos contratos son (Sandoval, 2004, pág. 48):

- ✓ La exclusividad, cuyo objeto es asegurar la viabilidad financiera, en la medida que se requiere cubrir a los estratos más bajos con el servicio;
- ✓ El compromiso para diseñar y construir la infraestructura física y obras necesarias para prestar el servicio;
- ✓ Prestar el servicio a todos los usuarios del área en las condiciones de calidad y precio establecidas;
- ✓ Cumplir con las condiciones contractuales pactadas, especialmente en cuanto a cobertura mínima en estratos bajos.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

El otro ente nacional que emite normas respecto del gas natural es el Ministerio de Minas y Energía. A continuación, se mostrará una tabla que resume la actualidad regulatoria discriminando el ente regulador, basándose en el informe 2018 y 2019 publicado por PROMIGAS (PROMIGAS, 2019).

Tabla 6.
Resumen de actualidad regulatoria 2019.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA			
	NORMA	FECHA	DESCRIPCIÓN
Mercado y suministro de gas	RESOLUCIÓN	2017	Adopta el plan transitorio de abastecimiento de gas natural, elaborado por la UPME que incluye las siguientes obras de infraestructura de gas:
	4 0006		a. Construcción de la planta de regasificación del Pacífico.
			b. Construcción del gasoducto Buenaventura - Yumbo.
			c. Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita
			d. Construcción <i>loop</i> 10”, Mariquita – Gualanday
			e. Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
			f. Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena
			g. Compresores El Cerrito – Popayán
	Res 40302	02/04/2018	Se modifica la Resolución 4 0278 de 2017, mediante la cual se expide el reglamento técnico aplicable a las estaciones de servicio que suministran gas natural comprimido para uso vehicular y se dictan otras disposiciones.
	Res 40303	02/04/2018	Se modifica la Resolución 4 0279 de 2017, la cual implementa en el Sistema de Información de Combustibles SICOM, el módulo de información de gas natural comprimido para uso vehicular, GNCV.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

	Res 31146	14/06/2019	Se publica la Declaración de Producción de Gas Natural para el periodo 2019 - 2028.
	Res 31175	12/07/2019	Se modifica la Resolución 31146 del 14 de junio de 2019, mediante la cual se publicó la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2019 - 2028.
NORMATIVIDAD GREG			
	CREG #	FECHA	DESCRIPCIÓN
Mercado y suministro de gas	033	20/03/2018	Establece medidas regulatorias en relación con la definición y aplicación del gasoducto en conexión.
	036	26/03/2018	Se modifica el Artículo 1 de la Resolución CREG 081 de 2015. Se define el porcentaje de incremento del ingreso anual del gestor del mercado de gas natural para incorporar los nuevos servicios establecidos en las resoluciones CREG 001, 005 y 114 de 2017 y en cumplimiento de los indicadores establecidos en el Artículo 14 de la Resolución CREG 114 de 2017.
	136	16/11/2018	Se ordena publicar un proyecto de resolución de carácter general "Por la cual se ajustan aspectos referentes a las reglas de selección del gestor del mercado de gas natural, las condiciones en que se prestarán sus servicios y su remuneración, como parte del reglamento de operación de gas natural".
	021	12/02/2019	Modifica la Resolución CREG 114 de 2017. (Se ajustan aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones).
	055	30/05/2019	Se definen las reglas de selección del gestor del mercado de gas natural, las condiciones en que prestará sus

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

			servicios y su remuneración, como parte del reglamento de operación de gas natural.
Distribución y Comercialización	002	12/01/2018	Se definen los cargos máximos base de comercialización minorista de gas combustible por redes de tubería, aplicable a los mercados relevantes de comercialización que se creen en virtud de los cargos transitorios de distribución expedidos en virtud de la Circular CREG 034 de 2017.
	011	22/02/2018	Se aprueba cargo transitorio por uso del sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante conformado por municipios de los departamentos de Huila, Tolima, Cundinamarca, Cauca, Caquetá, Nariño, Antioquia, Caldas y Boyacá, según solicitud tarifaria presentada por ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
	017	02/02/2018	Se aprueba cargo transitorio por uso del sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante conformado por los municipios de Cúcuta, Los Patios, Villa del Rosario, Pamplona, Toledo, Labateca, Chitagá, Silos, Sardinata, El Zulia y Gramalote en el departamento de Norte de Santander, según solicitud tarifaria presentada por GASES DEL ORIENTE S.A. E.S. P
	027	09/02/2018	Se aprueba cargo transitorio por uso del sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante conformado por los municipios de Riohacha, Albania, Barrancas, Dibulla, Distracción, El Molino, Fonseca, Hatonuevo, Maicao, Manaure, San Juan del Cesar, Uribia, Urumita, Villanueva y La Jagua del Pilar, según solicitud tarifaria presentada por GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

	090	16/07/2018	Se establecen los apartes revocados de la Resolución CREG 202 de 2013 mediante la Resolución CREG 093 de 2016 y se incorporan otras disposiciones.
	096	19/07/2018	Se aprueba cargo transitorio por uso del sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante conformado por los municipios de Pitalito, Timaná, Agrado, Altamira, Guadalupe, Suaza, Pital y San Agustín en el departamento de Huila, según solicitud tarifaria presentada por SURCOLOMBIANA DE GAS S.A. E.S.P
	097	19/07/2018	Se aprueba cargo transitorio por uso del sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante conformado por el municipio de Ocaña en el departamento de Santander, según solicitud tarifaria presentada por METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P
	100	30/07/2018	Se aprueba cargo transitorio por uso del sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería, para el mercado relevante conformado por los municipios de Nátaga, Colombia, Elías, Íquira, Isnos, La Argentina, Oporapa, Palestina, Saladoblanco, Santa María y Acevedo en el departamento del Huila, según solicitud tarifaria presentada por SURCOLOMBIANA DE GAS S.A. E.S.P.
Proyecto de Resolución	031	26/02/2018	Se ordena hacer público un proyecto de resolución, que se da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 104 de la Ley 1873 de 2017, en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de energía eléctrica y gas combustible por redes de tubería.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Transporte	003	12/01/2018	Se resuelve una actuación administrativa iniciada en virtud de lo establecido en el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994 y se ajustan los cargos regulados del sistema de transporte TGI S.A. E.S.P.
	008	22/01/2018	Se modifica el numeral 4.5.1.1 del RUT
	050	16/04/2018	Se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas.
	118	03/09/2018	Se aprueban los términos y condiciones de una subasta de capacidad disponible primaria en el gasoducto Sincelejo-Cartagena del sistema de transporte de Promigas S.A. E.S.P.
	129	26/10/2018	Se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se complementa y adiciona el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, RUT."
	059	14/06/2019	Se modifica el Artículo 1 de la Resolución CREG 080 de 2013. (080, se conforma la lista de peritos de que trata el Artículo 14 de la Resolución CREG 126 DE 2010; 126, se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural).

Adaptado de (PROMIGAS, 2019),

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

2.2. Normatividad técnica en materia de transporte y distribución de gas natural en Colombia

En lo que tiene que ver con la normatividad técnica, existen directrices de organismos como la CREG, el Ministerio de Minas y Energía y la Superintendencia de Industria y Comercio tendientes al control del cumplimiento de reglamentos técnicos que garanticen la seguridad y calidad dentro del renglón del gas natural.

Un ejemplo de lo anterior es el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 del 26 de mayo de 2015, que en su subsección 1.4 Requisitos técnicos y verificación de la conformidad, del capítulo 6 Comercialización de Gas Natural, Título II DEL SECTOR DE GAS, Parte 2 Reglamentaciones, LIBRO 2 RÉGIMEN REGLAMENTARIO DEL SECTOR MINERO ENERGÉTICO, establece lo siguiente: **ART. 2.2.2.6.1.1.4.5. Vigilancia y control de los reglamentos técnicos.** Se asigna a la Superintendencia de Industria y Comercio el control del cumplimiento de los reglamentos técnicos para garantizar la seguridad y calidad en el ejercicio de las actividades relacionadas con el uso del gas natural comprimido para uso Vehicular, GNCV (MINMINAS, 2019).

Sin embargo, al hablar del sector de transporte y comercialización de gas natural, es necesario remitirse al documento Resolución CREG-071 de 1999 que fue el que creó el RUT o Reglamento Único de Transporte para entender mejor el ordenamiento normativo. A continuación, se transcribe algunos apartes del capítulo 6 del mencionado RUT (Cno gas, 2014): **CAPITULO 6 ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES**

Los estándares, normas técnicas y de seguridad que deberán aplicar para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y puesta en marcha del Sistema Nacional de Transporte,

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

tomarán en consideración la compilación del Código de Normas Técnicas y de seguridad efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

6.1 CUMPLIMIENTO DE NORMAS Y ESTÁNDARES

El Sistema de Transporte y las conexiones existentes o futuras deben cumplir con los requisitos establecidos por las normas técnicas colombianas, expedidas por el ICONTEC o, en su defecto, las aceptadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o el Ministerio de Minas y Energía, el cual las compilará en un Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible. En caso de no disponerse de normas fijadas por estas entidades, se adoptarán las normas aplicables emitidas por una de las siguientes agremiaciones:

AGA: American Gas Association

ANSI: American National Standards Institute

API: American Petroleum Institute

ASME: American Society of Mechanical Engineers

ASTM: American Society for Testing and Materials

AWS: American Welding Society

DOT: Department of Transportation

IEC: International Electrothechnical Comission

NACE: National Association of Corrosion Engineers

NEMA: National Electrical Manufacturing Association

NFPA: National Fire Protection Association

UL: Underwrite Laboratories Inc.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

En materia de seguridad también deberá acogerse el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible compilado por el Ministerio de Minas y Energía y a toda la reglamentación que sobre la materia expida el Ministerio de Minas y Energía.

Las normas ambientales a las que deberán acogerse todos aquellos a los cuales aplique este Reglamento, serán aquellas expedidas por el Ministerio del Medio Ambiente, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 4º Numerales 10 y 25 de la Ley 99 de 1994 y demás que la modifiquen, deroguen o adicionen; o aquellas que establezcan otras autoridades ambientales competentes.

El Transportador estará obligado a comunicar al propietario de la Conexión, las normas específicas que deberán cumplirse y se abstendrá de prestar el Servicio de Transporte a través de las Conexiones, en los Puntos de Entrada o en los Puntos de Salida de su Sistema de Transporte, que no cumplan con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos por las normas y estándares aplicables.

NOTA: La remisión normativa señalada en el penúltimo inciso, a la “Ley 99 de 1994, Artículo 4º Numerales 10 y 25”, no es correcta. La referencia debió hacerse a la Ley 99 de 1993,” por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones”.

6.2 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS SOBRE NORMAS TÉCNICAS

Las discrepancias entre normas internacionales aplicables deberán ser resueltas por el Ministerio de Minas y Energía, así como las que se presenten entre el Transportador y el propietario de la Conexión.

6.3 CALIDAD DEL GAS

6.4 EXPEDICIÓN DE NORMAS TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Con el objeto de garantizar la calidad y seguridad del servicio de transporte, de conformidad con lo establecido en el Art. 67.1 de la Ley 142 de 1994, el Ministerio de Minas y Energía señalará los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las empresas de transporte.

No obstante, lo anterior, el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC ha expedido algunas normas y se han aceptado normas internacionales de organismos que anteriormente fueron listados en el Capítulo 6 del RUT. A continuación, la Tabla 7 muestra un compendio de normas técnicas nacionales e internacionales que se aplican en el país.

Tabla 7.
Normas Técnicas vigentes.

NORMA	NOMBRE	APLICACIÓN
NTC 3728	Redes de distribución urbana	Gas Natural
NTC 3838	Presiones de distribución urbana	Gas Natural
NTC 3949	Requisitos mínimos que deben cumplir las estaciones de regulación de presión, líneas de transporte y líneas primarias de redes de distribución de gas combustible en cuanto al diseño, construcción, ensayo, operación y mantenimiento se refiere.	Gas Natural
NTC 2728	Máquinas y equipos, medidores de gas tipo diafragma.	Gas Natural

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

NTC 2826	Aparatos mecánicos. Dispositivos generales para medidores de volumen de gas.	Gas Natural
NTC 3847	Cilindros de alta presión para almacenamiento de gas natural utilizado como combustible para vehículos automotores.	GNCV
NTC 4821	Instalación de componentes del equipo completo para vehículos con funcionamiento dedicado GNCV o bicomcombustible gasolina-GNCV.	GNCV
NTC 4829	Sistema unificado de información conjunta (suic) para gas natural comprimido de uso vehicular (GNCV).	GNCV
ANSI B31.8	Sistemas de transporte y distribución de gas por tuberías.	Gas Natural
API B-1104	Prácticas de construcción para tuberías de petróleos y sus productos.	Gas Natural
RP-1107	Prácticas recomendadas de soldadura de mantenimiento en tuberías.	Gas Natural

3. Comparación técnica entre transporte y distribución de GNC Y GNL

Teniendo en cuenta que el presente trabajo se basa en el análisis de dos opciones de transporte de gas natural por carretera como el GNC y el GNL, la comparación técnica entre estas dos opciones se realizó en base a la información recopilada dentro de algunos estudios realizados previamente por profesionales que se referenciarán más adelante.

La comparación se hace teniendo en cuenta el equipamiento necesario para tomar el gas natural desde un punto de producción del mismo, como un campo o una estación de despacho de un gasoducto en el caso del GNC, o, una estación de entrega en el caso de GNL y llevarlo hasta el punto de recibo que puede ser una City Gate para un centro de consumo masivo, una estación de recepción y distribución para GNV, o una estación de recibo perteneciente a una empresa industrial, tal como se puede ver esquematizado en la figura 48.

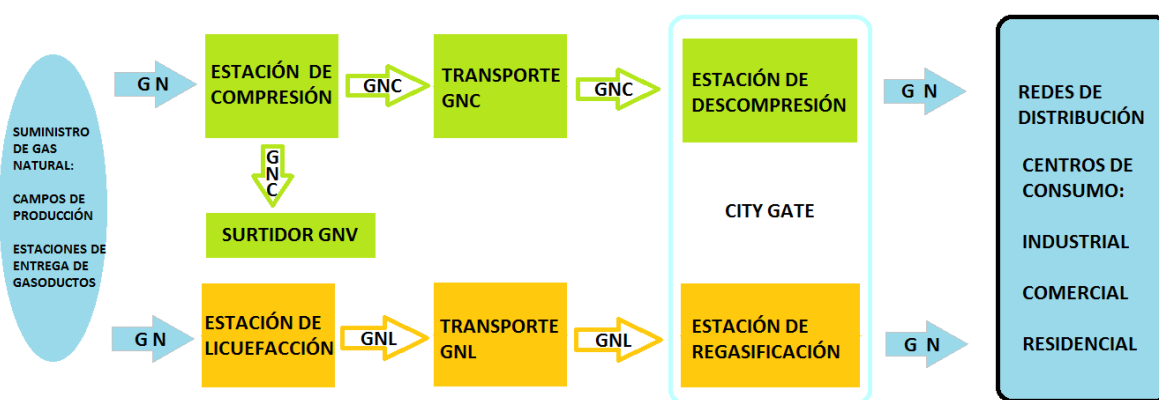


Figura 48. Cadena de suministro de GNC y GNL.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

De acuerdo con lo anterior es necesario aclarar que el volumen de gas natural que sea económicamente viable manejar por medio de las alternativas de transporte estudiadas dependerá del centro de consumo que se planea abastecer y por esto el dimensionamiento no será parte de la comparación técnica.

3.1. Transporte terrestre de GNC

A continuación, se describirán los componentes que se requieren para el funcionamiento de un sistema de suministro de GNC cuando no existe infraestructura de gasoductos disponible para llegar a un centro de consumo determinado.

Para esto se usará como fuente el trabajo realizado por Julián Gregorio de las Heras (De Las Heras, 2013) quién en realizó un análisis comparativo entre tecnologías de suministro de gas natural, entre las que se encuentra la tecnología de Gasoductos Virtuales (suministro de gas por vía terrestre), la cual se ajusta al objetivo del presente estudio. Se mostrará una síntesis del tema expuesto y si el lector lo considera necesario y desea profundizar en él, puede remitirse al documento original que está debidamente referenciado.

Cabe anotar que en Colombia ya se ha venido implementando dicha tecnología por empresas como Gas Natural Fenosa en poblaciones de Cundinamarca desde el año de 2011, Gases de Occidente desde 2010 en el Valle del Cauca o Surtigas desde 2012 en el occidente del país.

Tal y como se ve en la figura 48, el suministro de GNC por carretera, o en este caso gasoducto virtual, requiere de ciertas instalaciones y equipos que pueden listarse como sigue:

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- **Estación de compresión.** Sus características dependerán de la fuente del gas, como por ejemplo un pozo productor, una planta de tratamiento de gas natural o un gasoducto, y también, de sus condiciones que pueden ser la presión y temperatura. Lo anterior determina el tipo de compresor que se debe usar, ya que tanto el mismo compresor como los equipos adicionales deberán cumplir con las normatividades vigentes en el territorio donde se pretenda instalar. Se recomienda que la presión de succión sea de al menos 250 psig y con la mayor estabilidad posible ya que se debe llegar a una presión de 3600 psig.

El compresor debe contar con un conjunto motor-compresor, un tanque compensador de presión, un filtro de entrada, un sistema de enfriamiento, un sistema recolector de condensados, sistema de seguridad con sus respectivas alarmas, tablero de control y un sistema propio de almacenamiento. En la figura 49 y 50 se pueden ver dos tipos de compresor construidos por la marca argentina GALILEO (Galileo, 2019) diseñados específicamente para gasoductos virtuales.



Figura 49. Compresor de GNC Microbox.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/compresores-gnc-gnv/microbox/>



Figura 50. Compresor para cabeza de pozo.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/compresores-gnc-gnv/>

- ***Sistema de almacenamiento e intercambio.*** Este es el sistema que deberá recibir el gas a una presión de 3600 psig desde el compresor y mantenerlo almacenado para su posterior transporte. Se trata de una serie de cilindros interconectados y dispuestos en posición vertical u horizontal, que, junto con un sistema de tuberías de alta presión, válvulas y medidores de presión o manómetros, todo montado sobre una estructura rígida llamada bastidor, componen lo que se conoce como contenedores MAT® y que se muestran en la figura 51.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA



Figura 51. Contenedores MAT®.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/www-gasoductovirtual-com/>

Los contenedores MAT pueden poseer hasta 39 cilindros para una capacidad total de 1500 m³ (aproximadamente 52900 ft³) de GNC. Estos se montan sobre una plataforma de almacenamiento y carga o PAC ya que esta se encuentra en la estación compresora para cumplir la función de alimentar, soportar e intercambiar dichos contenedores tal y como se ve en la figura 52.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA



Figura 52. Plataforma de Almacenamiento y Carga PAC.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/www-gasoductovirtual-com/>

- **Sistema de transporte.** El sistema de transporte funciona por medio de un camión cargado con los contenedores MAT que serán transportados entre la estación compresora y la estación reguladora o city gate, luego de lo cual los MAT vacíos se llevan nuevamente a la estación compresora para reiniciar el ciclo de llenado. Cada camión puede transportar entre 2 y 8 contenedores MAT.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA



Figura 53. Camiones cargados con contenedores MAT.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/www-gasoductovirtual-com/>

Este método de transporte ofrece: seguridad en el manejo de los contenedores MAT gracias a su sistema de anclaje, facilidad y rapidez de carga y descarga ya que se hace modularmente, flexibilidad en cuanto a la cantidad de contenedores a ser transportados y la capacidad de transitar por todo tipo de carreteras.

- **Estación reguladora.** La etapa final en el transporte del GNC dependerá del tipo de consumidor final, pues si se trata de una city gate para usuarios conectados a una red de suministro que requiere que la presión del gas sea inferior a los 3600 psig o un cliente que no esté conectado a una red de suministro pero que requiera ese nivel de presión, se deberá pasar el GNC por una estación para disminuir la presión llamada estación de descompresión. En el caso de las estaciones de GNV no requieren esta etapa ya que comercializan el GNC a alta presión.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Las partes que deben contener estas estaciones reguladoras incluyen: Unidades de almacenamiento a la misma presión de llegada en los contenedores MAT (3600 psig) conectados a un sistema de válvulas que se denominan sistema de descompresión y lo entregan a menos de 250 psig en su primera etapa y 60 psig o menos en segunda etapa.

Un equipo de calentamiento para compensar el enfriamiento que se genera al expandir el gas para disminuir su presión. Un sistema de medición, un equipo de filtración para eliminar impurezas y si es necesario un equipo de odorización. Todo lo anterior se debe controlar por intermedio de un sistema SCADA.

El Sistema integrado SCADA es un sistema informático dedicado principalmente a la supervisión del funcionamiento de las estaciones de distribución como las city gate y estaciones de regulación y en general de todo el sistema interconectado. Generalmente está compuesto por sistemas de medición, sensores de presión y temperatura, sensores de presión y sistemas de seguridad como detectores de fugas y sistemas contra incendios que se encuentran conectados a una red informática usando redes de datos por sistemas inalámbricos o alámbricos que confluyen en un servidor dedicado donde se puede monitorear todo el proceso.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA



Figura 54. Visualización del sistema SCADA.

Adaptado de (De Las Heras, 2013, pág. 116).

El sistema SCADA (ver figura 54) se utiliza para monitorear y gestionar el desarrollo de los gasoductos virtuales. Desde una estación remota se pueden controlar compresores, módulos, reguladores y demás componentes. Hay un seguimiento constante del trayecto de los camiones que permite preparar la llegada a cada estación para minimizar los tiempos y optimizar el trabajo. Con un sistema de tele-medición se pueden garantizar altas condiciones de seguridad y operar en forma flexible de acuerdo con la demanda (De Las Heras, 2013).

3.2. Transporte terrestre de GNL

La tecnología para el transporte del GNL está disponible en varios países del mundo desde que Shell realizó el envío de la primera carga de GNL entre Argelia y Reino Unido en el año de 1964.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Esto hizo que más países se interesaran por desarrollar nuevas y más eficientes formas de transporte del GNL lo que favoreció la implementación de tecnologías de transporte criogénico a pequeña escala que dieron como resultado lo que se conoce como transporte de GNL por carretera tal y como se describió en un capítulo anterior.

Para el caso que nos ocupa aquí, se tratará el tema de los gasoductos virtuales enfocados a la tecnología para el GNL como los desarrollados en Europa y Norteamérica y de los que ya se conocen aplicaciones en Suramérica en países como Argentina, Chile y Perú.



Figura 55. Planta de licuefacción de Buquebús en Argentina.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/produccion-distribuida-de-gnl-en-pequena-escala/>

La cadena de suministro del GNL se puede observar en la figura 48 y analógicamente a la cadena del GNC se puede esquematizar en tres bloques o etapas:

- **Estación de Licuefacción.** El proceso de licuefacción ha sido tratado en un capítulo anterior y para contextualizar el presente apartado es necesario recordar que el gas natural que se

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

usará para ser licuado debe cumplir con algunas características de pureza como por ejemplo estar libre de humedad, CO₂, H₂S, etc.

Lo anterior se hace necesario generalmente cuando el gas a licuar es tomado directamente de un pozo o cuando se toma de una planta de tratamiento que no tiene las especificaciones requeridas; entonces, es aquí donde se hace necesario someter dicho gas a un pretratamiento que lo lleve a entrar en especificaciones y lo deje listo para ser licuado.

De acuerdo con las dimensiones del proyecto y pensando en que se trata en este caso de instalaciones de pequeña a mediana escala que cumplan con el propósito de alimentar una infraestructura de transporte de GNL por carretera para abastecer zonas fuera de la influencia de los gasoductos convencionales, se requiere que los equipos de pretratamiento sean de características modulares y ajustables a cualquier locación.

En el nivel de tecnología actual, ya se cuenta con equipos de esta clase y en el caso de que sean requeridos, estos se incluyen dentro del equipo de licuefacción propiamente dicho como una parte integral de los mismos o como un módulo independiente si es necesario (ver figura 56).



Figura 56. Planta ZPTS® de acondicionamiento de gas.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/produccion-distribuida-de-gnl-en-pequena-escala/>

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Las plantas de licuefacción diseñadas para gasoductos virtuales utilizan los mismos mecanismos de enfriamiento que las plantas de gran escala, estas plantas son flexibles y pueden incrementar su capacidad adicionando compresores, tanques e intercambiadores. Sus niveles de producción de gas licuado van desde los 5.000 hasta los 10.000 galones por día o más (De Las Heras, 2013).

Al igual que en el tema del GNC, para ilustrar el tema de la licuefacción de GNL para sistemas de gasoductos virtuales, tomaremos como ejemplo equipos de la empresa argentina Galileo.



Figura 57. Estación Cryobox® de producción de GNL.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/produccion-distribuida-de-gnl-en-pequena-escala/>

La unidad Cryobox de la figura 57 es una estación con capacidad de procesar hasta 7000 galones/día, totalmente compacta y fácil de transportar, opera recuperando el boil-off para eliminar el venteo en las estaciones de carga. Es un proceso por etapas que opera de manera ambientalmente segura y que puede hacer el pretratamiento necesario al gas de entrada, cosa que asegura que pueda

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

ser instalada tanto en cabeza de pozo como en un punto de entrega de una red de gasoductos convencional.

Debido a que es un proceso multi etapa, y que se debe comprimir el gas antes de licuar, se puede en un momento dado disponer de GNC si es necesario producirlo.

- **Transporte.** Los sistemas de transporte de GNL por carretera que se han desarrollado comprenden flotas de camiones con tanques de almacenamiento criogénico, como el de la figura 58, y que cuentan con equipamiento de válvulas y conexiones de tipo especial para manejo de líquidos criogénicos que se usarán al momento de la carga en estaciones de licuefacción y al momento de la descarga en estaciones de regasificación.



Figura 58. Camiones para transporte de GNL.

Adaptado de (GNL Quintero,
2019), <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/estacion.htm>

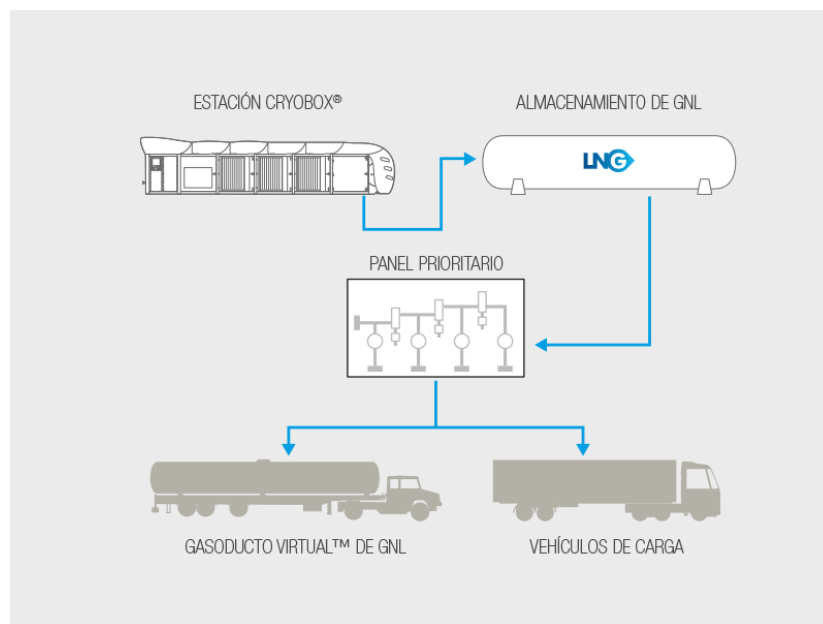


Figura 59. Carga de GNL mediante un panel prioritario.

Adaptado de <https://www.galileoar.com/produccion-distribuida-de-gnl-en-pequena-escala/>

La transferencia del GNL a los tanques de almacenamiento se realiza sin necesidad de bombas. A su vez, gracias a su panel prioritario, también es posible enviarlo desde esos tanques a los tráileres de distribución o a aquellos vehículos o equipos industriales que lo consumirán inmediatamente (GALILEO, 2019), tal y como se puede ver en la figura 59.

- **Estación de Regasificación.** Cuando un camión cisterna de GNL arriba a su destino y debido a las condiciones de temperatura y presión a las que transporta el GNL, se debe tener en cuenta que es necesario el uso de equipos de descarga adecuados (válvulas, mangueras y conexiones) para el manejo de líquidos criogénicos.

Dicha descarga se debe realizar hacia unidades especiales que se conocen como plantas regasificadoras que calentarán paulatinamente el GNL hasta convertirlo en gas natural bajo condiciones y especificaciones de venta y consumo.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

El proceso descrito fue previamente analizado en un capítulo anterior y por lo tanto nos limitaremos a describir las características de una planta de regasificación de pequeña a mediana escala y que algunas empresas llaman plantas satélites (ver figura 60) como la que se requiere para manejar un flujo de gas acorde al sistema de abastecimiento que nos ocupa en el presente trabajo.



Figura 60. Planta satélite de regasificación.

Adaptado de (SENER, 2014), <http://www.revistanoticias.sener/news/ensayos-en-el-gasoducto-virtual-de-bolivia/48/>

La capacidad de una planta estará dada por el tamaño de sus tanques de recepción, la capacidad y cantidad de vaporizadores y la capacidad de sus bombas criogénicas entre otras cosas. Después del proceso de descarga del GNL, este estará almacenado en un tanque criogénico a temperatura de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($320\text{ }^{\circ}\text{F}$) y dicho tanque debe tener una capacidad de almacenamiento de al menos 200 m^3 (7062 ft^3) de líquido.

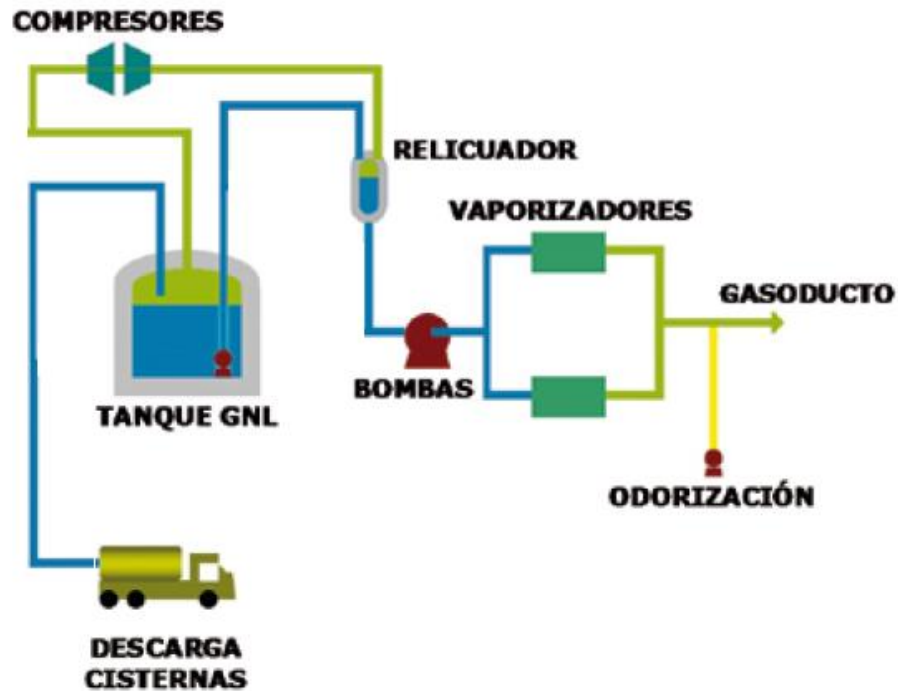


Figura 61. Esquema de flujo de una planta satélite de regasificación.

Adaptado de (Gutiérrez & Guijarro, 2013, pág. 25)

Debe existir un sistema de gestión del boil-off que se compone principalmente de válvulas, bombas internas en el tanque de almacenamiento primario conectadas a un tanque relicuador y compresores que preferiblemente reinyectan este gas al proceso en el tanque relicuador incorporando el boil-off nuevamente para así maximizar el aprovechamiento del recurso.



Figura 62. Skid de bombeo de GNL con vaporizador.

Adaptado de (Wenzhou Bluesky Energy Technology co., Ltd., 2019), https://es.made-in-china.com/co_lantianz/image_LNG-Pumping-Skid-with-Vaporizer-for-LNG-Filling-Station_houyuyneu_PBAtdgvqSwGj.html

Desde el tanque relicuador se requiere un sistema de bombeo de alta presión que podría ser como el de la figura 62, para llevar el GNL a los evaporadores que trabajan a temperaturas ambiente o por otros sistemas de calefacción con el fin de convertir el líquido en gas a una temperatura superior a 0°C (32 °F).



Figura 63. Skid de odorización (izq) y Skid de medición (der).

Adaptado de (Smart process group, 2019), <https://smartprocessgroup.com/site/soluciones-petroleo-y-gas/>

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

La siguiente etapa del proceso se compone de un sistema de recolección del gas que sale de los evaporadores para que lo lleve a unidades de regulación, medida y odorización (ver figura 63) donde quedará listo para ser despachado hacia los usuarios finales.

4. Análisis de costos de sistemas de transporte por carretera de GNC y GNL en Colombia

Teniendo en cuenta el carácter académico del presente trabajo, es necesario precisar que, lo que se pretende es dar una idea aproximada del costo real de inversión que supondría la implementación de proyectos de abastecimiento de GNC o GNL para un centro de consumo que podría tener usuarios domésticos, comerciales e industriales y que cuenten o no con una infraestructura de distribución por tubería de baja presión desde una estación de regulación o city gate.

Como el caso que nos ocupa es precisamente de centros de consumo apartados de la infraestructura de gasoductos y en general del sistema de distribución nacional, es posible que sea necesario presupuestar por aparte el costo que supondría el tendido de una red de tuberías de baja presión originadas desde una estación de regulación o city gate para abastecer a cada usuario, en todo caso esto requeriría de un estudio de factores como número de usuarios potenciales, el tipo de usuario (comercial, industrial o residencial), consumo promedio, etc, entre otras.

En resumen, el análisis de costos que se propone se limita a promediar el costo que podría tener la implementación de un sistema de transporte que tome el gas desde un punto de entrega remoto en forma de GNC o GNL para luego desplazarlo por vía terrestre hasta un punto de recepción donde, ya sea GNC o GNL, este sea transformado en gas natural convencional listo para su uso como GNV, combustible comercial, industrial o residencial.

4.1. Panorama prospectivo nacional

A continuación, se mostrarán algunas estadísticas tomadas de importantes fuentes de información como la UPME, Naturgas y Promigas entre otras, con el propósito de dar una idea del entorno general de prospectividad del gas natural en Colombia y el mundo.

Realizando una consulta a la demanda de energía mundial y basándonos en el boletín estadístico de BP para 2019 con cifras de 2018 (figura 64), lo primero que salta a la vista es que esta demanda de energía (energía primaria) ha aumentado drásticamente, liderada por el gas natural y las energías renovables (línea morada) superando las expectativas que incluían los efectos del cambio climático (línea naranja) (BP, 2019).

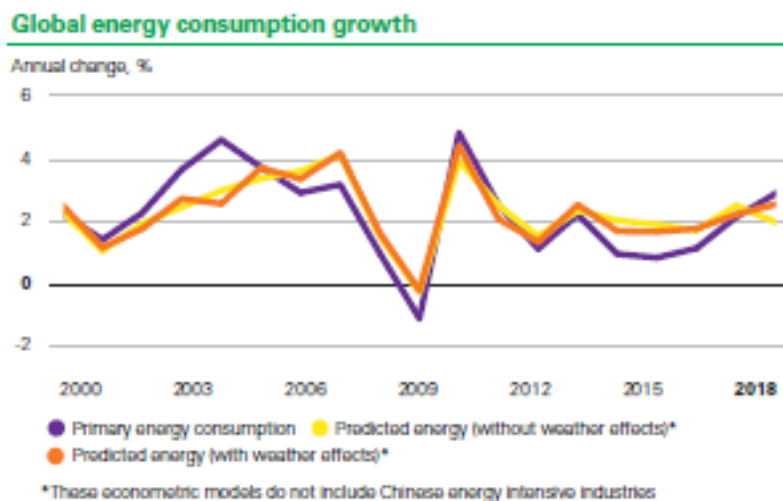


Figura 64. Crecimiento de consumo mundial de energía.

Adaptado de (BP, 2019, pág. 3)

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

En la figura 65 es posible apreciar el consumo mundial por combustible y también notar que los combustibles que tienden a incrementar su consumo en mayor medida respecto a los otros es el gas natural y las energías renovables, no obstante, el consumo de carbón que es el que se requiere reemplazar debido a su negativa influencia en el cambio climático aún sigue con tendencia positiva.

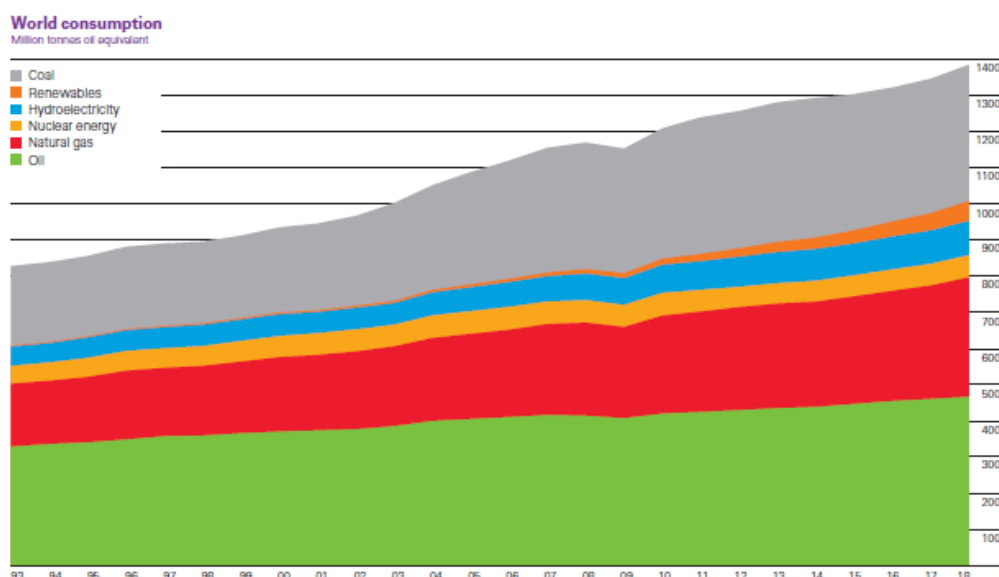


Figura 67. Crecimiento del consumo mundial por combustible.

Adaptado de (BP, 2019, pág. 10)

En el tema de reservas mundiales de gas natural se observa en la figura 66 que en Sur y Centroamérica se tiene una tendencia a la baja, aunque no muy marcada considerando que en los últimos 10 años fue de 0,2 %, que es mucho menos pronunciada que la tendencia entre 1998 y 2008 que fue de 0,8 % y quizá tenga que ver con la expansión que la industria del gas natural ha tenido precisamente desde mediados de los años 90. En la figura 67 se muestra la distribución mundial de reservas probadas a 2018 por cada territorio.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

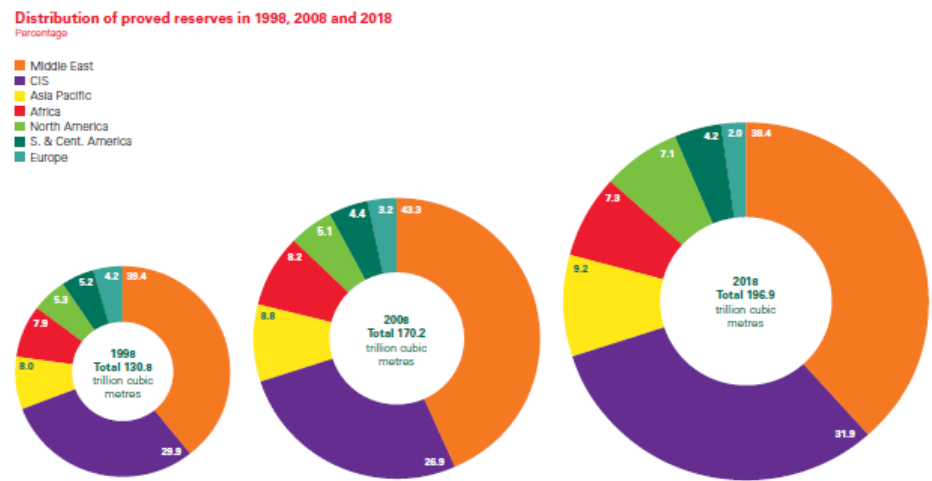


Figura 68. Distribución de reservas probadas en 1998, 2008 y 2018.

Adaptado de (BP, 2019, pág. 31)

Reservas mundiales probadas de gas natural - Tpc



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2019.

Figura 69. Distribución mundial de reservas probadas.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019),
<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/estadisticas/01.aspx>

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

En el período en estudio, la producción mundial de gas creció en 150 Mpcd. Estados Unidos, motivado por el “boom del shale gas”, es el responsable de un 20 % de este crecimiento, 31 Gpcd. Asimismo, se pondera el crecimiento de países como Irán y Catar, en el Medio Oriente, con 18 y 15 Gpcd, y como China, en el Lejano Oriente, con 14 Gpcd (BP, 2019).

En la figura 68 se observa como el consumo y la producción mundial alcanza un acumulado de cerca de 3900 billones de metros cúbicos, donde la Commonwealth of Independent States (CIS), Norteamérica, y los países del medio oriente consumen menos de lo que producen y son los que tienen mayor capacidad de exportación del recurso. En cuanto a Centro y Sudamérica se observa un equilibrio entre el consumo y la producción. Los países de Asia Pacífico, Africa y Europa entonces son importadores netos ya que su consumo supera la producción.

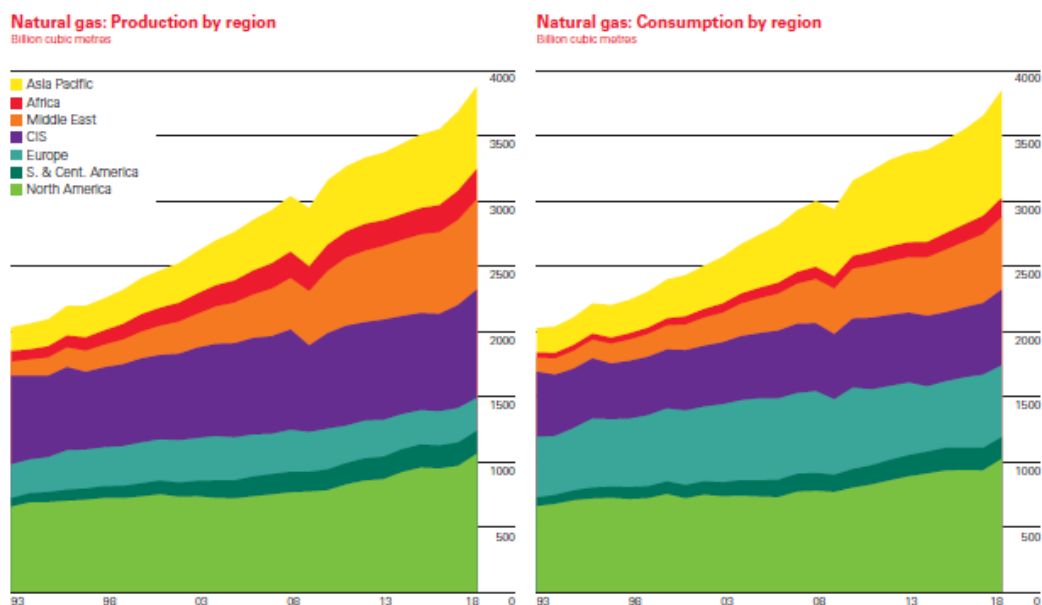


Figura 70. Producción y consumo mundial de gas natural.

Adaptado de (BP, 2019, pág. 36)

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Según Naturgas, en la figura 69 que muestra un historial y proyecciones, es posible visualizar que el gas natural tendrá un incremento sostenido en consumo y producción mientras que otros combustibles presentarán un estancamiento.

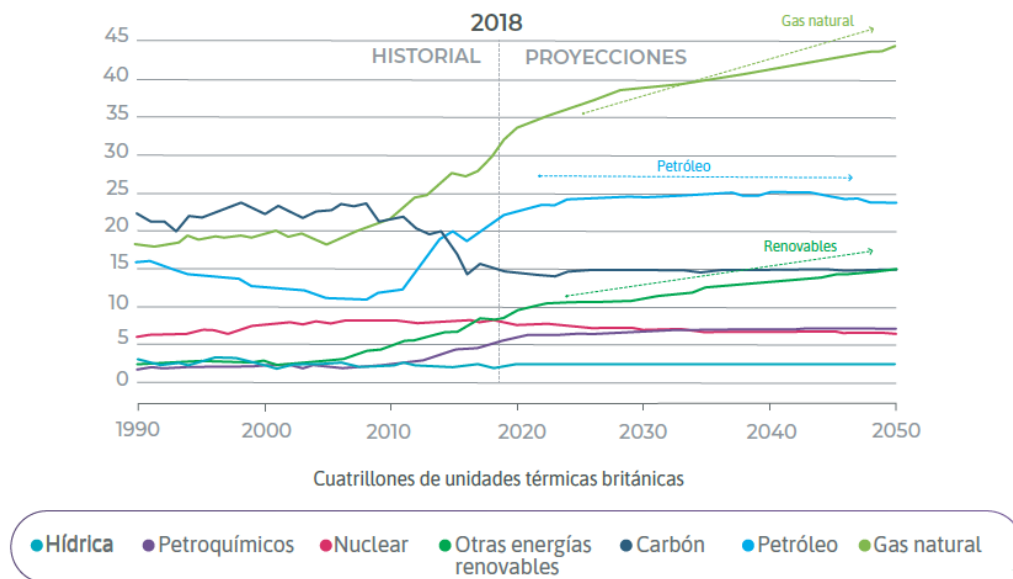
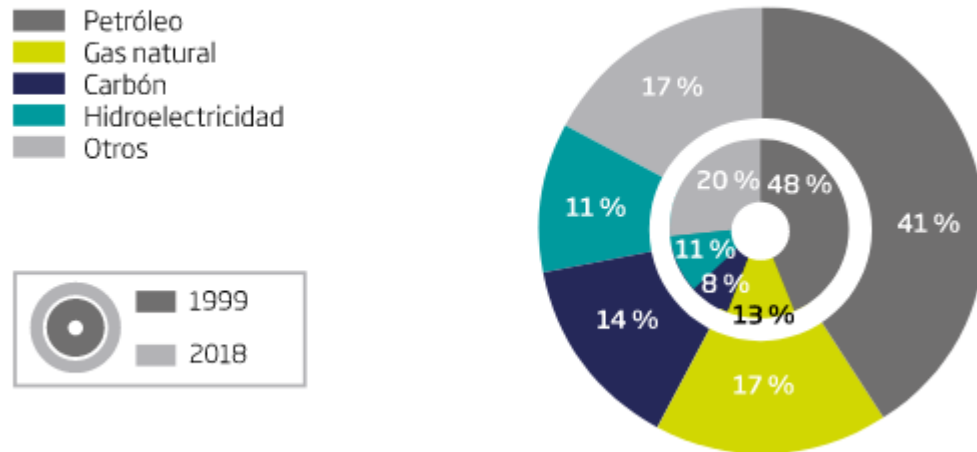


Figura 71. Historial y Proyecciones mundiales de energía.

Adaptado de (NATURGAS, 2019, pág. 5)

En el panorama colombiano se encuentra que, revisando las cifras de la canasta energética nacional (figura 70), 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 (PROMIGAS, 2019).

Canasta energética



Fuentes: UPME, BP Statistical Review of World Energy 2019.

Figura 72. Canasta energética colombiana.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019),

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

Las reservas probadas en Colombia están en franca caída respecto del 2017 como se ve en la figura 71, ya que se observa una disminución continua desde 2013. Casanare, en el piedemonte llanero, lidera las reservas probadas de gas natural en el país, con una participación de 59 %. En este departamento se ubican diez campos que registran reservas de este hidrocarburo, (figura 72) de los que se destacan por sus mayores volúmenes Cupiagua, Cusiana y Pauto-Floreña (PROMIGAS, 2019).

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

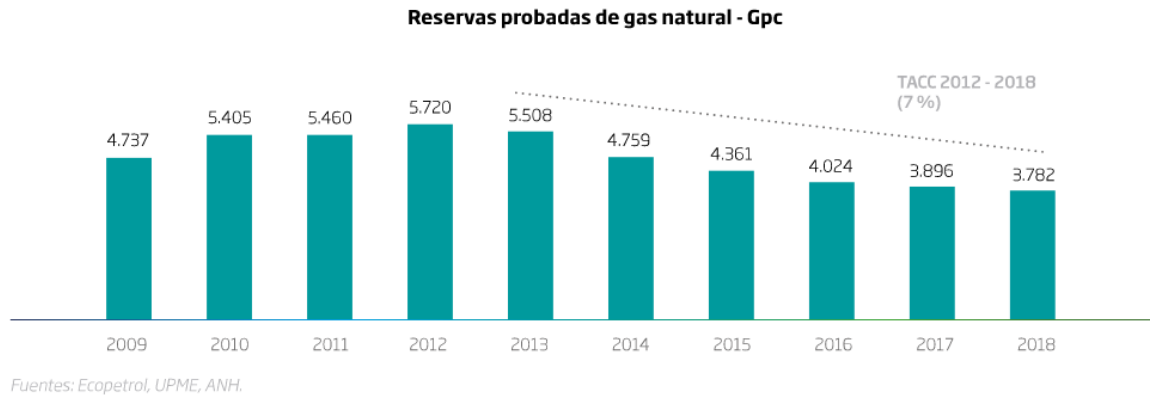


Figura 73. Reservas probadas a 2018.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019),

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

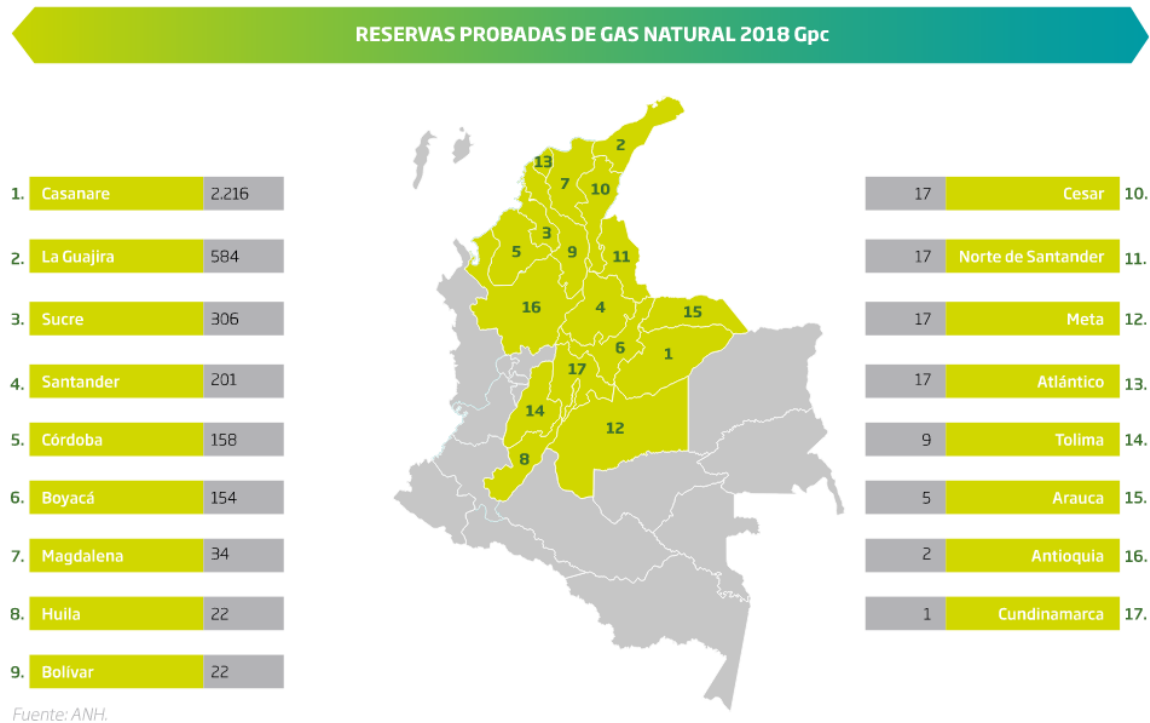


Figura 74. Reservas probadas a 2018 por departamento.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019),

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

En líneas generales el panorama de reservas en el país preocupa a todos los actores y esta preocupación ha llevado a que de diferentes sectores se haga un llamado al gobierno a incentivar la actividad exploratoria pues está comprometida la autosuficiencia por la ausencia de nuevos prospectos. En la figura 73 se pueden ver los principales campos con reservas probadas de gas natural en Colombia.

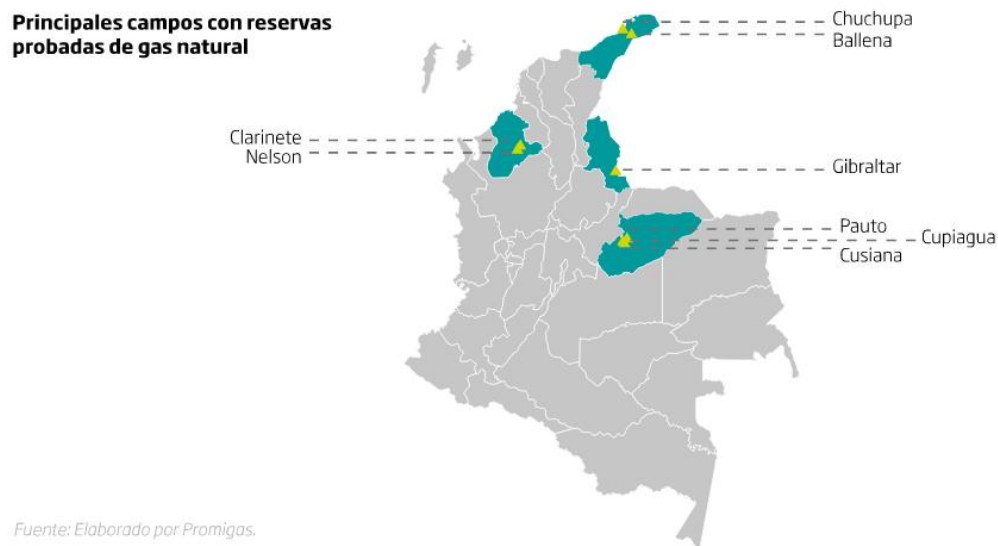


Figura 75. Principales campos con reservas probadas de gas natural en Colombia.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019)

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

En la tabla 10 se tiene la producción fiscalizada, según Promigas, las variaciones de entre el 20% y 30% se daban antes de la repotenciación de plantas de tratamiento de gas existentes y la entrada en operación de las nuevas plantas en Cusiana y Cupiagua, ya que allí, en el piedemonte llanero se usaba el gas producido para reinyección en la producción de crudo.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Tabla 8.
Producción fiscalizada.

Producción fiscalizada - Gpc							
Fuentes de energía	1999	2009	2017	2018	TACC 1999 - 2018	Variación 2017 - 2018	
Llanos Orientales	853	872	638	617	(2%)	(3%)	
La Guajira	138	245	102	87	(2%)	(15%)	
Valle del Magdalena	49	63	96	99	4%	3%	
Superior	26	21	8	10	(5%)	20%	
Medio	15	23	28	23	2%	(19%)	
Inferior	9	19	60	66	11%	12%	
Putumayo	7	3	7	4	(2%)	(31%)	
Cuencas menores	0	0	5	15	61%	202%	
Total	Gpc	1.047	1.183	847	822		
	Mpcd	2.869	3.242	2.321	2.252	1%	3%
	Gbtud	3.219	3.603	2.584	2.509		

Adaptado de <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

Se hace notar que el gas de la Guajira llegó a representar el 74% del total del suministro nacional a finales de los años 90, y que ahora representa aún un porcentaje importante como es el 26% y su vigencia seguirá hasta rondar el año 2028. A partir del año 2017 se comienza oficialmente la importación de GNL a través de la planta de regasificación SPEC LNG de Cartagena cuyo objetivo es el suministro de gas natural a tres de las plantas térmicas de la costa caribe y hoy alcanza una participación de 2% del total de gas suministrado.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

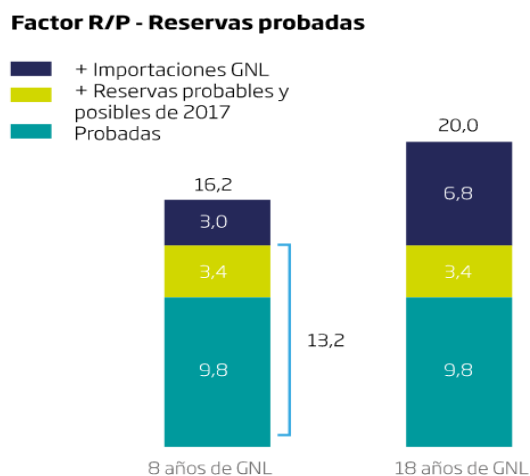


Figura 76. Factor R/P – Reservas Probadas.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019)

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

Minminas y la ANH, anunciaron, el 13 de mayo de 2019, que el factor R/P (Reservas/Producción), con el cual se estima la vida útil de las reservas probadas de gas natural del país, era de 9,8 años. Para la obtención de esta cifra, aparte de las reservas probadas a cierre de 2018, 3.782 Gpc, se estableció un supuesto de producción para los años venideros de 386 Gpc.

Esta última cifra, que para este informe se establece en 454 Gpc por ser este el suministro de gas en 2018 es la causante de que el cálculo de este factor en el ejercicio propio arroje 8,3 años, una cifra menor en 1,5 años a la expuesta por Minminas y ANH, 9,8 años. En un escenario de cálculo del factor R/P, en el que a las reservas probadas se le adicionan los volúmenes de las reservas probables y posibles a cierre de 2017 (figura 74), el número de años asciende a 13,2. Si a esta cifra se le suma el gas importado, que por capacidad y duración del contrato (18 u 8 años)

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

podría entregar SPEC LNG, el número de años asciende a 20 y a 16,2, respectivamente (PROMIGAS, 2019).

En cuanto a la cobertura, según la tabla 11, se observa que en los últimos 20 años se ha duplicado el número de empresas distribuidoras, se pasó de 18 a 27 departamentos atendidos, lo que se refleja en el número de municipios cubiertos que aumentó de 157 a 741 y de un universo de 11,5 millones de usuarios potenciales se ha llegado a 9,5 millones aproximadamente entre usuarios residenciales (9'319.853), comerciales (172443) e industriales (5507). Lo anterior muestra que se ha alcanzado una cobertura residencial del 81 %. Igualmente, otros datos señalan que según el último censo poblacional de 49'987000 el 64,4% de la población (32'211.835) tiene acceso al gas natural (figura 75).

Tabla 9.
Cobertura de gas natural.

Cobertura de gas natural						
Concepto	1999	2009	2017	2018	TACC (%) 1999 - 2018	Variación (%) 2017 - 2018
Empresas distribuidoras	17	28	41	41	5	0
Departamentos atendidos	18	22	27	27	2	0
Municipios atendidos	157	533	734	741	9	1
Usuarios potenciales	5.251.270	7.308.281	11.015.219	11.485.867	4	4
Residenciales anillados	ND	6.634.920	9.946.332	10.204.945	5	3
Usuarios conectados	1.898.908	5.347.657	9.046.946	9.497.803	9	5
Residenciales	1.879.854	5.254.822	8.879.752	9.319.853	9	5
Estratos 1,2 y 3	1.577.116	4.460.176	7.579.487	7.952.801	9	5
Estratos 4,5 y 6	302.739	794.646	1.300.265	1.367.052	8	5
Comerciales	17.969	89.655	161.880	172.443	13	7
Industriales	1.085	3.180	5.314	5.507	9	4
Cobertura residencial						
Potencial	ND	91%	90%	89%		
Efectiva	35%	72%	81%	81%		

Adaptado de <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

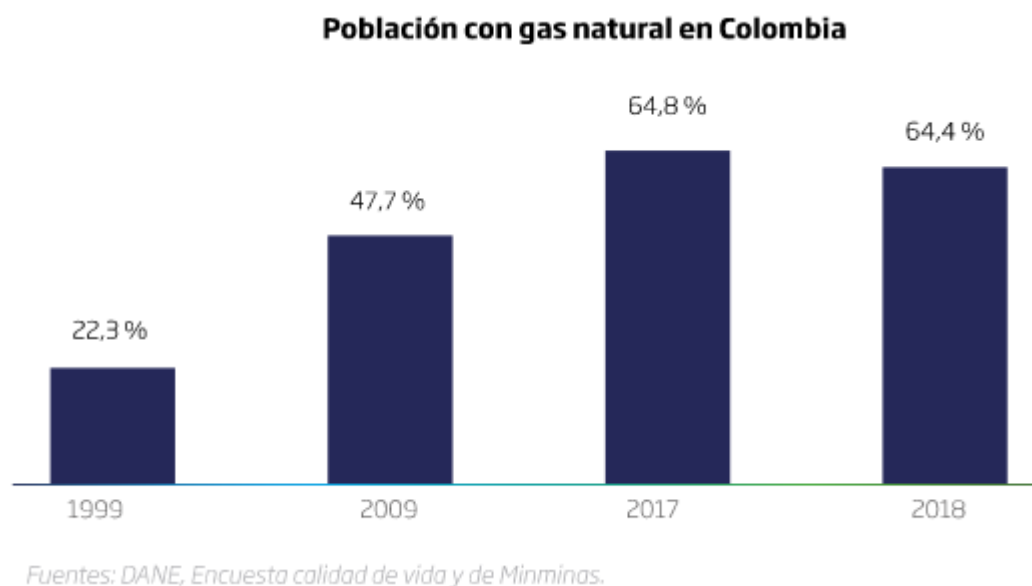


Figura 77. Población con gas natural en Colombia.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019)

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

En la tabla 12 se aprecia que en los últimos 10 años se inició la cobertura en departamentos que no tenían acceso al suministro de gas natural como los departamentos de Arauca, Cauca, Caquetá, Chocó, Guaviare, Nariño y Putumayo.

Tabla 10.
Usuarios de gas natural por departamento.

Usuarios de gas natural						
Departamento	1999	2009	2017	2018	TACC (%) 1999 - 2018	Variación (%) 2017 - 2018
Antioquia	6.970	462.666	1.211.444	1.298.158	32	7
Arauca	0	0	2.177	3.452	NA	59
Atlántico	272.489	429.299	570.402	601.295	4	5
Bogotá	632.921	1.522.346	1.982.577	2.018.533	6	2
Bolívar	147.745	241.033	375.673	397.995	5	6

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Boyacá	20.374	91.004	193.908	204.811	13	6
Caldas	14.352	103.315	186.803	196.450	15	5
Casanare	13.619	41.946	86.319	92.789	11	7
Cauca	0	15.469	110.785	118.326	34	7
Caquetá	0	9.259	39.641	41.749	18	5
Cesar	36.830	111.098	193.125	211.807	10	10
Chocó	0	0	4.310	4.310	NA	0
Córdoba	67.154	126.721	207.906	215.769	6	4
Cundinamarca	51.792	237.995	603.652	647.869	14	7
Guaviare	0	0	4.212	4.578	17	9
Huila	44.844	137.704	222.984	113.778	5	(49)
La Guajira	31.521	65.809	108.360	234.945	11	117
Magdalena	75.137	134.808	213.190	241.938	6	5
Meta	57.210	116.077	214.135	223.136	7	4
Norte de Santander	10.367	71.634	190.897	25.224	5	(87)
Nariño	0	0	20.373	207.880	108	920
Putumayo	0	0	10.174	12.222	100	20
Quindío	9.185	84.573	143.051	150.075	16	5
Risaralda	13.877	116.337	230.119	243.793	16	6
Santander	225.461	293.970	420.325	440.418	4	5
Sucre	50.943	90.493	140.940	146.386	6	4
Tolima	48.759	179.922	285.666	300.790	10	5
Valle del Cauca	67.385	664.179	1.055.798	1.099.327	16	4
Total	1.898.908	5.347.657	9.046.946	9.497.803	9	5

Adaptado de <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

En lo que tiene que ver con el cubrimiento de municipios por departamento, la figura 76 nos deja ver que solo en algunos departamentos de la costa atlántica se ha logrado el cubrimiento del 100 % de los municipios y los menores porcentajes se ubican en los departamentos cuyo suministro empezó después del 2009 y que se mencionaron anteriormente. Se puede ver que en el resto de los departamentos aún existen algunos con amplios porcentajes de municipios por cubrir en cada uno de ellos, en general todavía quedan muchos municipios a nivel nacional pendientes de recibir el suministro de gas natural.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

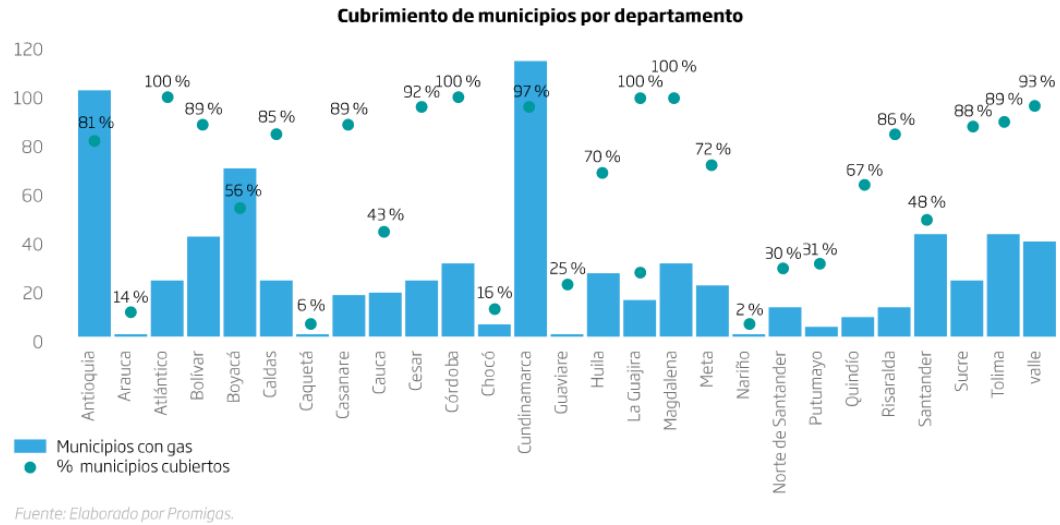


Figura 78. Cubrimiento de municipios por departamento.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019)

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

Referente al número de empresas que concentran los usuarios de gas natural, la tabla 13 nos indica entre otras cosas que: A cierre de 2018, con los usuarios de cuatro grandes distribuidoras del país: Gas Natural, EPM, Gases de Occidente y Gases del Caribe, se obtiene una concentración de 59 % del total de usuarios del país. De un total de 7,6 millones de usuarios conectados en los últimos 20 años, 6,3 millones, un 84 %, pertenecen a los estratos 1, 2 y 3, correspondientes a la población con menores ingresos (PROMIGAS, 2019).

Tabla 11.
Usuarios de gas natural por empresa distribuidora.

Usuarios de gas natural						
Empresa	1999	2009	2017	2018	TACC (%) 1999 - 2018	Variación (%) 2017 - 2018
Alcanos de Colombia	102.650	382.098	791.077	846.561	12	7
Efigas	25.705	290.129	531.278	559.907	18	5
EPM	6.519	435.537	1.133.195	1.211.663	32	7

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Gas Natural	693.736	1.616.350	2.197.029	2.241.422	6	2
Gases de La Guajira	31.373	65.809	108.360	113.778	7	5
Gases de Occidente	78.657	672.534	1.093.580	1.139.319	15	4
Gases del Caribe	370.962	625.769	925.693	978.528	5	6
Gasorient	144.501	225.970	303.393	315.708	4	4
Gases del Oriente	0	68.521	162.454	176.598	17	9
Gas Natural Cundiboyacense	0	188.263	398.335	426.739	20	7
Gasnacer	0	46.860	77.048	85.149	13	11
Llanogas	63.906	108.620	200.604	208.957	6	4
Metrogas	44.332	65.051	127.661	133.077	6	4
Surtigas	270.960	464.827	736.073	771.798	6	5
Otras distribuidoras	65.607	91.319	261.166	288.499	8	10
Total	1.898.908	5.347.657	9.046.946	9.497.803	9	5

Adaptado de

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

De la tabla 14 se puede analizar que existen departamentos que no tienen ningún municipio cubierto con el servicio de gas natural como Amazonas, Guainia, Vaupés, y Vichada en el sur del país y San Andrés Islas en el caribe colombiano. Se tiene un total de 394 municipios por cubrir con una proyección total estimada de viviendas en las cabeceras municipales de 420469 y un total de 4'277.853 habitantes que hoy se encuentran fuera de cualquier sistema de suministro de gas natural. En la figura 77 se muestra el porcentaje de municipios sin cubrimiento por cada departamento.

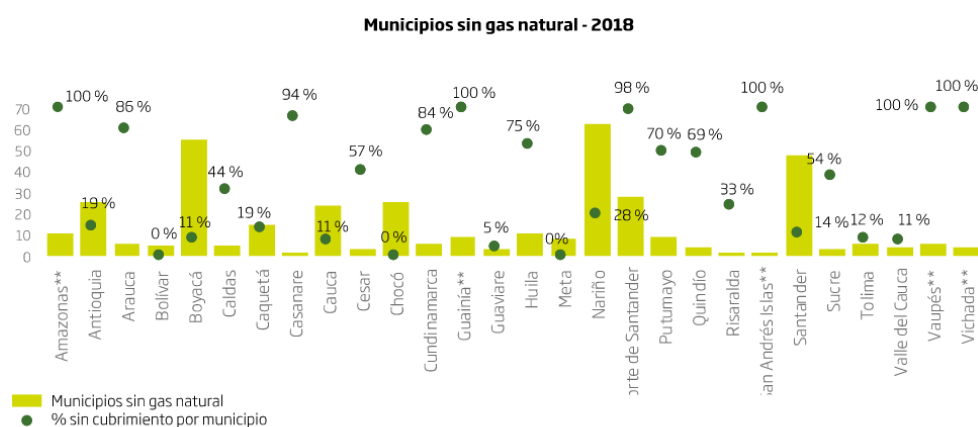
Tabla 12.
Población Colombiana sin servicio de gas natural.

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

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

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
Nariño	63	39	62	54	388.427	732.968	1.121.395	103.272
Norte de Santander	28	32	55	46	79.525	157.210	236.735	21.144
Putumayo	9	34	50	42	59.114	70.487	129.601	15.717
Quindío	4	20	28	24	12.512	11.394	23.906	3.327
Risaralda	2	23	59	49	6.578	17.296	23.874	1.749
San Andrés Islas**	2	51	15	41	42.641	16.932	59.573	11.337
Santander	48	24	49	41	216.694	221.403	438.097	57.613
Sucre	3	57	85	77	20.662	47.347	68.009	5.493
Tolima	6	35	66	58	21.819	61.479	83.298	5.801
Valle del Cauca	4	20	30	27	10.453	24.589	35.042	2.779
Vaupés**	6	43	89	57	13.977	5.966	19.943	3.716
Vichada**	4	49	88	72	18.687	25.905	44.592	4.968
Total nacional	394	38	62	53	1.581.466	2.698.174	4.277.853	420.469

Adaptado de <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>



Fuentes: Dane, Ministerio de Minas y Energía. **Departamentos que no cuentan con ningún municipio con gas.

Figura 79. Municipios sin gas natural.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019)

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

En cuanto al tema del consumo nacional de gas natural, en la tabla 15 se puede ver el consumo por sectores de la economía donde el sector industrial y comercial y el sector petrolero tiene las cifras más altas en todas las regiones en donde se ubican, sin embargo, el sector eléctrico consume más en la Costa Caribe que en el interior del país donde a su vez es más alto el consumo residencial que en la Costa Caribe.

Tabla 13.
Consumo de gas natural en Colombia a 2018.

Consumo de gas natural en Colombia Mpcd						
Sector		1999	2009	2017	2018	TACC (%) 1999 - 2018
Costa Caribe		282	374	364	382	2
Eléctrico		179	203	142	169	(0.3)
Otros sectores		103	171	223	213	4
Industrial y comercial	y	59	96	95	85	2
Petrolero y otros*		14	16	71	70	9
Residencial		16	22	27	29	3
GNV		6	18	13	12	4
Petroquímico		9	20	17	17	4
Interior del país		208	418	499	526	5
Eléctrico		5	49	31	41	12
Otros sectores		203	369	468	485	5
Industrial y comercial	y	58	136	172	176	6
Petrolero y otros*		104	98	140	155	2
Residencial		40	78	109	113	6
GNV		1	56	46	41	26
Petroquímico		0	1	1	1	1
Consumo nacional	Mpcd	490	792	863	908	3
	Mm³	5.065	8.188	8.921	9.384	5
Exportaciones	Mpcd	0	180	0	0	NA
Total demanda	Mpcd	490	972	863	908	3
	Mm³	5.065	10.044	8.921	9.384	5

Adaptado de <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

En Colombia existe una diferenciación en el mercado de gas natural y en general en el mercado energético y tiene que ver con el volumen de consumo de un cliente. Cuando el cliente es un gran consumidor, que, según la CREG, a partir de enero de 2005 consuma más de 100000 pcd, será denominado Usuario no regulado y podrá pactar el precio del insumo directamente con el comercializador. En cuanto a los demás usuarios se denominan Usuarios Regulados y el precio que paga el consumidor lo determina el gobierno. En la tabla 16 se observa que es precisamente el renglón de consumo no regulado el que mayores volúmenes de consumo maneja en Mpcd y Mm³.

Tabla 14.

Consumo de gas natural Regulado y no regulado, Residencial y No residencial.

Consumo de gas natural en Colombia							
Mercado	1999	2009	2017	2018 (%)	TACC (%) 1999 - 2018	Variación (%) 2017 - 2018	
Mpcd							
Regulado	85	173	201	210	5	4	(15)
Residencial	51	109	136	141	5	4	11
No residencial	34	64	65	68	4	5	11
No regulado	405	619	662	698	3	5	(15)
Total	490	792	863	908	3	5	11
Mm³							
Regulado	877	1.785	2.079	2.165	5	4	(15)
Residencial	528	1.126	1.408	1.459	5	4	11
No residencial	349	659	671	707	4	5	11
No regulado	4.188	6.403	6.842	7.219	3	5	11
Total	5.065	8.188	8.921	9.384	3	5	11

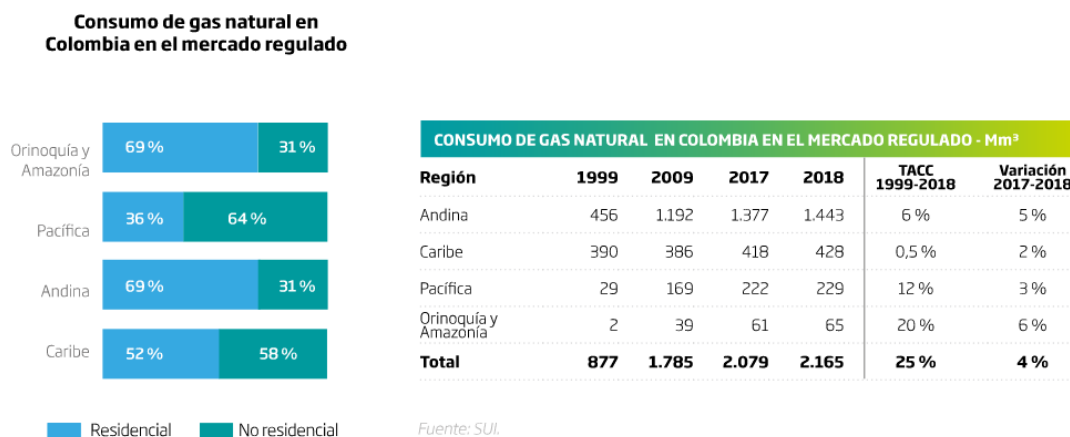
Adaptado de

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

Por regiones, en el mercado regulado se aprecia en la figura 78, que los mayores consumos de tipo residencial se dan en la Región Andina junto a la Amazonía y Orinoquía, el mayor consumo de tipo no residencial se da en la Región Pacífica y en la Región Caribe. En lo que tiene que ver con el consumo regulado por departamentos, los mayores consumos sin distinción de actividad se

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

dan en Bogotá, Antioquia, Valle, Cundinamarca, Atlántico y Santander respectivamente con más de 100.000 m³.



Fuentes: UPME, SUJ, empresas del sector.

Consumo de gas natural en el mercado regulado 2018 - Mm³

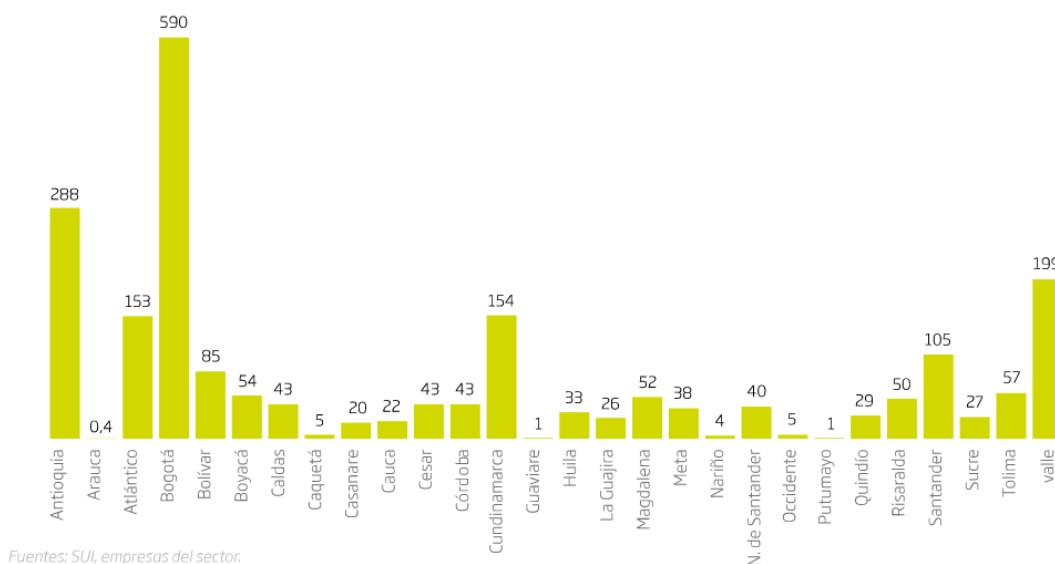


Figura 80. Consumo de gas natural, regulado y por departamento.

Adaptado de (PROMIGAS, 2019)

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

Finalmente es necesario revisar las cifras del GNV, toda vez que este renglón es uno de los principales consumidores de GNC y que paulatinamente ha avanzado a medida que la tecnología

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

ha ido llegando al país de la mano de empresas extranjeras y nacionales que le han apostado a la masificación de esta opción de combustible para motores en vehículos livianos y de carga.

En la tabla 17 se hace evidente el avance de la infraestructura necesaria para su masificación y que está reflejada en el número de estaciones de servicio que pasó de 22 en 1999 a 808 en 2018 y mostrando el incremento en el consumo a medida que se daba la expansión, con la tendencia a crecer más en el interior del país con un consumo en 2018 de 41000 m³ que en la Costa Caribe cuyo consumo para el mismo año fue de 12000 m³.

Tabla 15.
Consumo y Estaciones de servicio para GNV.

Consumo de GNV - Mpcd						
Ciudad	1999	2009	2017	2018	TACC (%) 1999 - 2018	Variación (%) 2017 - 2018
Costa Caribe	6	18	13	12	4	(6)
Interior del país	1	56	46	41	26	(12)
Total	6	74	59	53	12	(11)
Estaciones de servicio de GNV						
Ciudad	1999	2009	2017	2018	TACC (%) 1999 - 2018	Variación (%) 2017 - 2018
Armenia	0	8	11	11	14	0
Barranquilla	13	57	73	73	10	0
Bogotá	1	145	180	179	31	(0.6)
Bucaramanga	0	12	20	19	18	(5.0)
Cali	0	76	90	90	25	0
Cartagena	4	22	24	24	10	0
Ibagué	0	18	22	22	25	0
Medellín	0	46	52	52	21	0
Montería	1	8	10	10	13	0
Neiva	1	10	12	12	14	0
Pereira	0	15	18	18	21	0
Santa Marta	1	13	19	19	17	0
Sincelejo	1	7	9	9	12	0
Villavicencio	0	18	22	22	21	0
Otras ciudades	0	150	251	248	25	(1.2)
Total	22	605	813	808	21	(0.6)

Adaptado de

<http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

4.2. Presupuesto

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Después de observar el panorama nacional, es claro que aún queda mucho por hacer en cuanto al cubrimiento con el servicio de gas natural a lo largo y ancho del territorio nacional, además de que las opciones de transporte de GNC y GNL que se han analizado son técnicamente viables en el país puesto que tal y como se ha mostrado a lo largo de este trabajo, el transporte de GNC por carretera ya está presente en algunos municipios colombianos de la mano de empresas como Gases de Occidente en el departamento del Valle del Cauca, Surtigas en Antioquia y Gas Natural Fenosa en el departamento de Cundinamarca.

Se han extrapolado las características de sistemas de gasoducto virtual analizados en experiencias de Argentina y Perú tomando como base los equipos requeridos por cada tecnología. Los valores se muestran en dólares y son aproximados.

4.2.1. Gasoducto Virtual para GNC. Basándose en el trabajo de Julián Gregorio de las Heras (De Las Heras, 2013), la configuración que se tiene en cuenta para este presupuesto es:

✓ **Estación de compresión.** Se tomó como referencia el compresor más usado en el segmento de gasoductos virtuales que puede manejar 1800 m³/hora, de la marca Galileo, tipo Microbox, modelo MX200, que requiere de una alimentación eléctrica para una potencia de 220 KW y cuyas características se muestran en la tabla 18.

Tabla 16.
Características del Microbox MX 200.

Modelo	MX 200
--------	--------

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Presión de succión	4 – 20 Bar (58 – 290 Psi)
Capacidad	1000 - 1800 m³/h (35314 - 63566 pie³/h)
Horas de trabajo (aproximado)	5110 h/año
Régimen de operación	1800 m³/h (63566 pie³/h)
Consumo	0.11 Kwh/m³
Costo aproximado energía	0.16 USD/Kwh

Adaptado de (De Las Heras, 2013)

La inversión y costo estimado se muestran en la tabla 19.

Tabla 17.

Inversión y costo estimado de la estación de compresión.

Inversiones	USD
Compresor Microbox MX 200	250.000
Instalación de la unidad de compresión	80.000
Lote de mínimo 800 m²	200.000
Conexión a gasoducto	60.000
Costo anual	
Operación y mantenimiento	10.000
Costo anual de electricidad de consumo	150.000

Adaptado de (De Las Heras, 2013)

✓ **Sistema de almacenamiento.** Se debe tener en cuenta las plataformas de carga y descarga y los módulos de almacenamiento MAT. Se presupuesta 1 unidad de cada uno, el módulo MAT tiene una capacidad de 1500 m³ (52972 Pies³) a una presión de trabajo de 250 Bares (3625 psi).

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Tabla 18.

Inversión y costo estimado del sistema de almacenamiento.

Inversiones	Modelo	USD
Modulo MAT	MAT-	80.000
	250-39	
Plataforma de carga	PAC	6.000
Plataforma de descarga	PAD	9.000
Costo anual del mantenimiento de cada modulo		500

Adaptado de (De Las Heras, 2013)

✓ **Sistema de transporte.** Dependiendo de la demanda se escogerá un camión con capacidad para 2, 3,4 u 8 módulos MAT y preferiblemente cuyo motor funcione con un combustible económico como el GNV lo que puede abaratar los costos que se presentan aquí ya que estos se hicieron teniendo en cuenta motores a diésel. El consumo es de 0.2 galones/Km y el precio estimado es de 2.6 USD/galón.

Tabla 19.

Inversión y costo estimado del sistema de transporte del GNC.

Inversiones	Modelo	USD
Camión para 2 MAT	VST2	100.000
Camión para 3 MAT	VST3	118.000
Camión para 4 MAT	VST4	130.000
Camión para 8 MAT	VST8	160.000

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Operación, seguros y mantenimiento	50.000
------------------------------------	--------

Adaptado de (De Las Heras, 2013)

✓ **Estación de regulación.** Hace parte de la city gate, y dependiendo del cliente que se necesite abastecer se requerirán piezas adicionales, por ejemplo, un sistema de descompresión, medición y odorización si se trata de suministro de gas a redes domiciliarias o de baja presión. En el caso de una estación de GNV no se requiere el sistema de válvulas de descompresión. Aquí se presupuesta una estación reguladora modular de la marca Galileo con capacidad de 5000 m³/h teniendo en cuenta una demanda de hasta 160.000 m³/día.

Tabla 20.
Inversión y costo estimado del sistema de regulación.

Inversiones	Modelo	USD
Estación reguladora	PRP-5000	250.000
Instalación de la unidad reguladora		80.000
Lote de 1200 m ²		250.000
Costo anual de operación y mantenimiento		5000

Adaptado de (De Las Heras, 2013)

✓ **Sistema de control integrado SCADA.** También forma parte de la city gate y se utiliza para monitorear y controlar la operación del sistema. No es posible prescindir de él.

Tabla 21.

Inversión y costo estimado del sistema integrado de control SCADA.

Inversiones				Modelo	USD
Sistema SCADA				SCADA	14.000
Módulo	electrónico	de		GDM	12.000
gerenciamiento					
Expansión	de	módulo	de	GDM	9.000
gerenciamiento				Extensión	

Adaptado de (De Las Heras, 2013)

4.2.2. Gasoducto Virtual para GNL. El presupuesto para GNL se ha configurado según el trabajo de Julián Gregorio de las Heras de la siguiente manera:

✓ **Módulo de licuefacción.** Se toma como referencia una unidad de la empresa Galileo que puede procesar 15.900 m³/día de gas natural para licuar un máximo de 7.000 galones/día, tiene sistema de recuperación de boil-off para evitar el venteo de gas, puede hacer el pretratamiento si es necesario y se alimenta con electricidad o puede usar el mismo gas que licúa. Las características se listan en la tabla 24.

Tabla 22.

Características del sistema Cryobox.

Modelo	Cryobox
Presión de succión	11 – 50 Bar (159.5 – 725.2 Psi)

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Capacidad	500 - 660 m ³ /h (17.657 – 23.307 pie ³ /h)
Régimen de operación	17 Bar (246.5 psi) - 660 m ³ /h (23.307 pie ³ /h)
Condiciones de descarga	-153 °C / 2 Bar (29 psi)
Consumo	5110 horas/año
	660 m ³ /h
	0.3 Kwh/m ³
	0.15 USD/Kwh

Adaptado de (De Las Heras, 2013)

La inversión y costo estimado se muestran en la tabla 25.

Tabla 23.

Inversión y costo estimado de la estación de licuefacción.

Inversiones	USD
Cryobox	750.000
Instalación	80.000
Lote de mínimo 1000 m ²	250.000
Conexión a gasoducto	60.000
Tanque	100.000
Costo de operación y mantenimiento anual	20.000
Costo de la electricidad anual	150.000

Adaptado de (De Las Heras, 2013)

✓ **Sistema de transporte.** Para el transporte se requiere de camiones cisterna de almacenamiento criogénico, con sus respectivas válvulas, tuberías y dispositivos de carga y

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

descarga que se conectan a las bombas del sistema de carga y de descarga de las estaciones de licuefacción y de regasificación respectivamente.

Tabla 24.

Inversión y costo estimado del sistema de transporte del GNL.

Inversiones	Modelo	USD
Camión cisterna	40 m ³	100.000
Camión cisterna	50 m ³	118.000
Bomba de carga o descarga criogénica	45 m ³ / h	130.000
Costo anual de operación, seguros y mantenimiento de cada camión		50.000

Adaptado de (De Las Heras, 2013)

Al igual que en el caso de los camiones para transporte de GNC, es deseable que el motor funcione con un combustible económico como el GNV o GNL, lo que puede abaratar los costos que se presentan aquí ya que estos se hicieron teniendo en cuenta motores a diésel. El consumo es de 0.2 galones/Km y el precio estimado es de 2.6 USD/galón.

- ✓ **Módulo de regasificación.** Se ubica en la estación city gate, se presupuestan tanques de almacenamiento de 200 m³ de GNL suficientes para satisfacer una demanda de medio y bajo consumo (los que también se usan en la estación de licuefacción), vaporizadores con capacidad de vaporizar entre 500 y 1.000 m³/h, bombas criogénicas de hasta 36 m³/h de capacidad entre otros.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Tabla 25.

Inversión y costo estimado del sistema de regasificación.

Inversiones	Modelo	USD
Vaporizadores	Disponible	5.000
Bombas y equipos de impulsión criogénicos de GNL	Disponible	3.000
Lote de 1000 m ²		250.000
Instalación de estación regasificadora		80.000
Tanque Vertical	Disponible	100.000
Costo anual de operación y mantenimiento de la estación regasificadora		30.000
Skid de regulación, medida y odorización	Disponible	200.000
Sistema SCADA completo	Disponible	35.000

Adaptado de (De Las Heras, 2013)

4.3. Análisis de conveniencia

Con el propósito de realizar un adecuado análisis económico, se ha optado por idear cuatro escenarios básicos que representen en promedio las necesidades reales en cuanto a cubrimiento del servicio de gas.

Los cuatro escenarios básicos se muestran en la tabla 28. Se tomaron como referencia 4 municipios que no tuvieran el servicio de gas según el documento PIEC - GC de la UPME (UPME, 2017), se tuvo en cuenta que el número de habitantes fuera mayor y menor de 10.000, que existiera

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

conexión por carretera entre dichos municipios y el punto de conexión al gasoducto más cercano y que estas distancias por carretera fueran mayores y menores de 100 Km.

En la figura 79 se pueden ver las distancias entre los 4 municipios escogidos para el estudio que no poseen servicio de gas natural domiciliario y los 4 municipios más cercanos por carretera a donde llega un gasoducto, lo que hace que exista la posibilidad de conexión con una fuente del recurso.

Tabla 26.
Escenarios básicos para el análisis.

Departamento	Municipio	Número de Habitantes	Conexión con gasoducto más cercana	Distancia por carretera
Municipio con más de 10.000 habitantes y alejado a más de 100 Km	Vistahermosa / Meta	25461	Apiay / Meta	153.9 Km
Municipio con más de 10.000 habitantes y alejado a menos de 100 Km	Málaga / Santander	18738	Chitagá / Norte de Santander	71.6 Km
Municipio con menos de 10.000 habitantes y alejado más de 100 Km	Mapiripán / Meta	1370	Apiay / Meta	358.1 Km
Municipio con menos de 10.000 habitantes y alejado menos de 100 Km	Landázuri / Santander	3672	Bolívar / Santander	56.2 Km

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

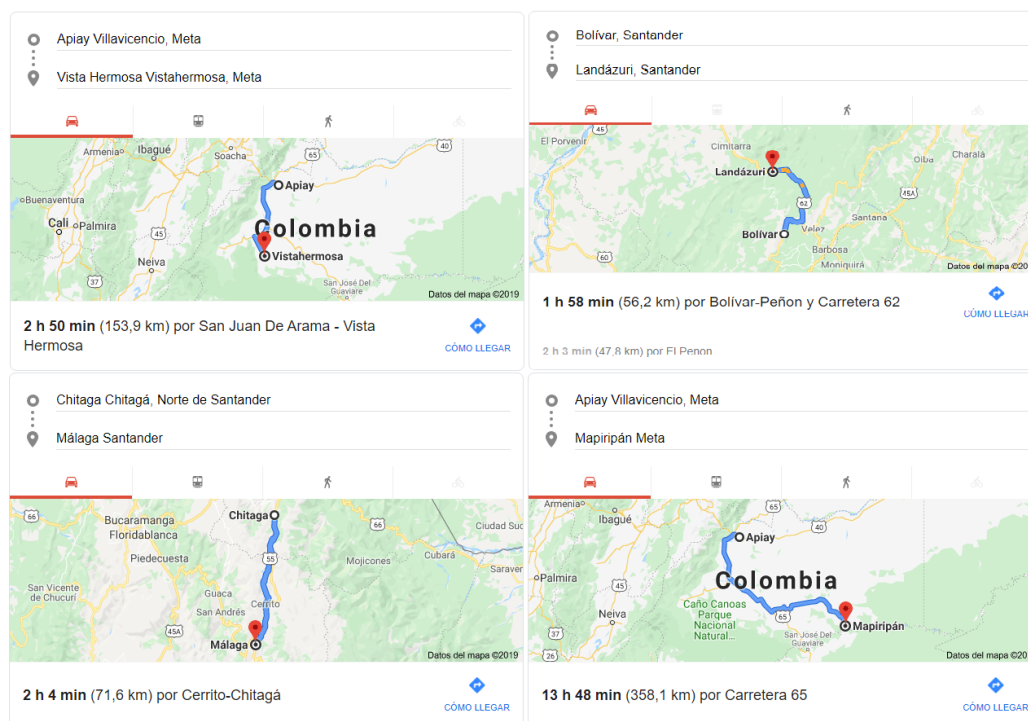


Figura 81. Distancias entre los 4 municipios escogidos para el estudio que no poseen servicio de gas natural domiciliario y los 4 municipios más cercanos por carretera a donde llega un gasoducto.

Adaptado de (Google, 2019),
<https://www.google.com/search?q=distancia+entre+el+municipio+de+bolivar+y+landazuri&oq=distancia+entre+el+municipio+de+bolivar+y+landazuri&aqs=chrome..69i57.3521j0j8&sourceid=chrome&ie=UTF-8>

Según Latin Energy Group (Latin energy oil & Gas Consulting, 2016), el costo de transporte con cada una de las diferentes tecnologías varía de acuerdo con la distancia que se deba recorrer como se observa en la figura 80. Se puede ver en la figura que las gráficas de costos de cada tecnología parecen cruzarse en un punto alrededor de los 400 Km y que, a partir de los 50 Km, deja de ser competitivo el costo de los gasoductos y entra en juego el transporte terrestre de GNC y GNL como mejores opciones.

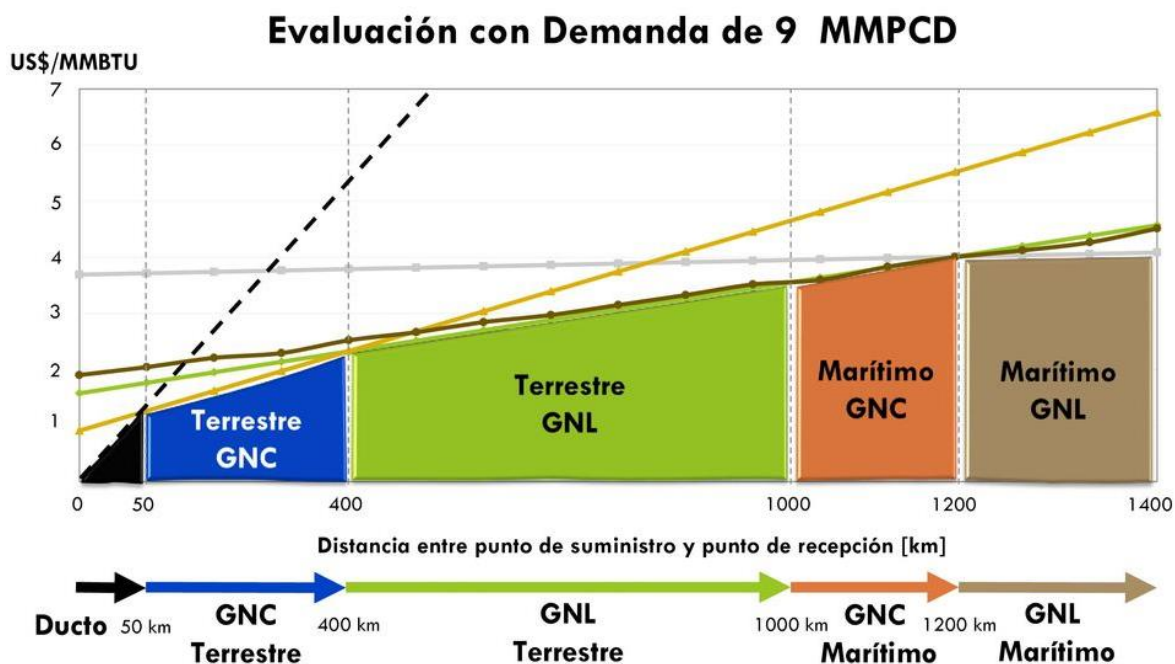


Figura 82. Evaluación de costos de transporte entre diferentes tecnologías versus las distancias a recorrer.

Adaptado de (Latin energy oil & Gas Consulting, 2016), <https://slideplayer.es/slide/11842832/>

Aunque la demanda que se analiza en la gráfica anterior no es como la que se puede tener en los municipios nombrados ya que el número de habitantes es comparativamente pequeño, es posible que se deba pensar en la flexibilidad de los sistemas de transporte analizados y en el caso de verificar un proyecto se mire la conveniencia de abastecer no uno sino varios municipios pequeños sobre una misma ruta entre otras estrategias de negocio.

Teniendo como principio lo anterior, se hizo un análisis de costo por Km utilizando como base un presupuesto que tiene en cuenta las inversiones en equipo y enseres dando como resultado un total aproximado de 1'430.000 USD necesarios para implementar un proyecto de transporte por carretera de GNC y de 2'160.000 USD necesarios para implementar un proyecto de GNL terrestre. Los resultados se muestran en la figura 81.

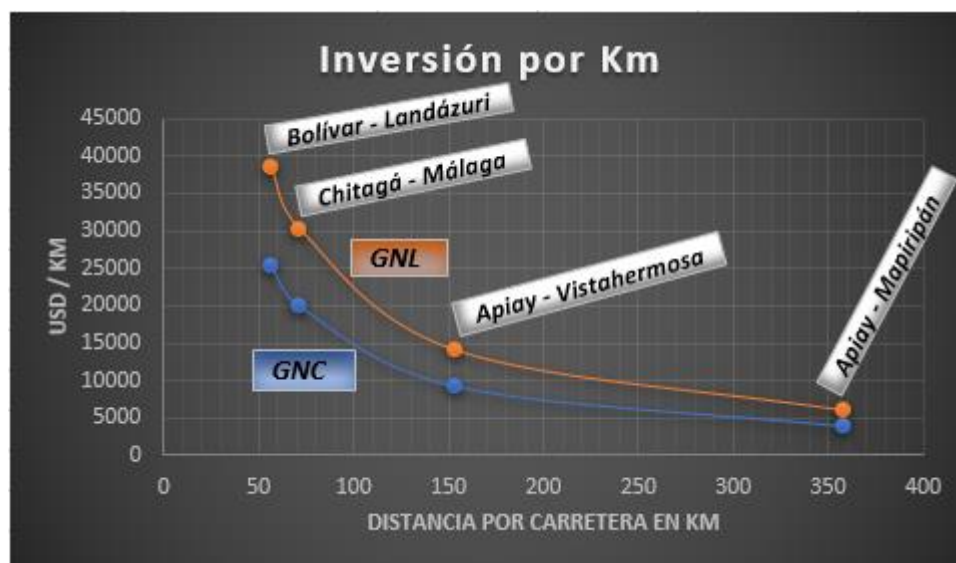


Figura 83. Evaluación de costos en USD Vs distancia a recorrer en Km.

En la gráfica 81 se observa que como es lógico a medida que aumenta la distancia los costos en general van disminuyendo, pero además se observa que la curva del GNL tiende a caer más rápido que la curva del GNC en distancias superiores a 150 Km, lo que sugiere que se aproximarán, aunque no se corten en distancias grandes o superiores a 400 Km. Al observar la curva del GNC se ve que su menor costo es un factor de enorme decisión a su favor sobre todo en distancias cortas.

Se infiere, además que en el caso del GNL que es en este momento la tecnología más nueva, el costo irá disminuyendo a medida que se vaya masificando. En todo caso el suministro de gas natural no siempre va a ser viable económicamente tal como lo dice el siguiente párrafo: “La introducción del gas natural bajo el esquema de ‘gasoducto virtual’ se queda asegurada cuando el precio del gas, incluyendo precio en la entrada (boca pozo), más el transporte hasta la planta de licuefacción del gas natural, el costo de transporte modal y la tarifa de distribución, es menor que el precio del energético sustituible. Es decir, es necesario evaluar en cada caso, en particular el mercado que será aprovisionado para saber si es factible económicamente desarrollar el proyecto bajo este esquema” (Promigas, 2015, pág. 35).

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

Tal como se vio antes, es importante la cantidad de municipios del país fuera del sistema (son 394), con una cantidad de viviendas en las cabeceras municipales de 420.469, para un total de habitantes sin atender de 4'277.853 además de las empresas y comercios ubicados en las mismas zonas y que aún requieren el servicio.

Lo anterior significa que los proyectos futuros serán muy concienzudamente estudiados, pero con el abaratamiento de la tecnología, su flexibilidad de operación, la aparición de nuevos proveedores de esta y en el caso colombiano el advenimiento de la importación de GNL que entrará al país por Cartagena y la planta de regasificación del Pacífico, estas tecnologías de transporte serán mucho mejores opciones en muchos casos, que la construcción de costosas infraestructuras de gasoductos.

Finalmente es conveniente reproducir aquí las ventajas del esquema de gasoductos virtuales que publicó Promigas en la revista MAGASÍN en 2015 (Promigas, 2015, pág. 35) y que hoy tiene tanta vigencia como entonces:

- Aumento de la cobertura de acción en el suministro de gas natural a nuevos mercados –tanto industriales, como residenciales y vehiculares– antes no atendidos.
- Mejora de la calidad de vida de los nuevos usuarios. Desde el punto de vista social, la llegada del gas natural genera bienestar y comodidad a los diferentes sectores de la población, sea esta residencial, comercial o industrial, que antes carecían de este servicio y utilizaban otras fuentes más costosas, peligrosas y dañinas para el medioambiente.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- Es la mejor alternativa inicial para atender mercados de bajo volumen y que por su difícil ubicación no tienen posibilidad de conectarse a una red de gasoductos; esto debido a lo elevada que resultaría esta inversión.
- Los equipos utilizados en este esquema de gasoducto pueden ser reutilizados en otras regiones, es decir, son activos fijos portables.
- Sustituye diésel, gasolina y gas licuado de petróleo -GLP- por una fuente primaria de más bajo costo y menor emisión en los niveles de contaminación.

5. Conclusiones

La primera conclusión que se puede obtener derivada del presente estudio tiene que ver con que, en materia de transporte de gas natural por vía terrestre, tanto el transporte de GNC como el transporte de GNL están en una etapa de desarrollo avanzada y que se constituyen en opciones perfectamente viables en el país desde el punto de vista técnico y económico, dado que lo demuestra el hecho de que hace ya varios años existen en Colombia sistemas de gasoductos virtuales de GNC.

De lo anterior es de inferir que en el momento actual el transporte terrestre de GNC en Colombia prevalece sobre el transporte terrestre de GNL ya que dicha tecnología llegó primero a un punto de desarrollo que, al haberse masificado en el mundo entero, también ha favorecido que los costos de su implementación entren a competir con los que acarrearán los gasoductos convencionales. En cuanto al GNL, en este punto hay que decir que, aunque aún no se ha masificado en esta parte del mundo en igual proporción que el GNC, ya está desarrollado técnicamente y ha empezado a competir económicamente en Sur América, aunque aún no lo haga de la misma forma en el país.

El transporte terrestre de GNC es en conclusión una buena opción bajo el esquema de gasoducto virtual ya que opera de manera ambientalmente segura, tiene una alta eficiencia de operación y es económicamente viable en el país. Su eficiencia se ha comprobado a nivel mundial y es catalogado como la opción más económica para distancias de hasta 400 Km reemplazando la necesidad de construir gasoductos convencionales a lo largo de algunas complicadas topografías. Sin embargo, una desventaja es la que se representa en el manejo de grandes volúmenes de gas presurizado a

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

3600 psi rodando por carreteras muchas veces en mal estado, lo que ofrece una dura prueba para la estanqueidad del sistema de cada camión.

En cuanto al transporte terrestre de GNL, este representa una excelente opción para gasoductos virtuales toda vez que, en un futuro muy cercano, el país estará importando GNL a través de las plantas regasificadoras de Cartagena (ya en operación) y la del pacífico próximamente y en este escenario se disminuiría la cantidad requerida de plantas de licuefacción pues el gas se recibiría en estado líquido generando un importante ahorro. Al mismo tiempo, el gas se transporta en condiciones de baja presión y temperaturas de $-165\text{ }^{\circ}\text{C}$ lo que lo hace extremadamente seguro ambientalmente ya que estos sistemas presentan subsistemas que evitan que haya escapes de gas a la atmósfera es decir controlan el boil off. Lo anterior sumado a que este sistema está catalogado como el mejor sistema de transporte terrestre para distancias superiores a 400 Km. En contra tiene el costo de los equipos necesarios para el manejo de líquidos criogénicos que al día de hoy es uno de los ítems que más pesa en cuanto a las finanzas de un proyecto.

Desde el punto de vista técnico, tanto el GNC como el GNL ofrecen tantas ventajas como desventajas, pero en todo caso se ha comprobado que tienen niveles altos de seguridad de operación, versatilidad al ser altamente flexibles debido a su concepción modular lo que hace que puedan ser utilizados en más de una ruta comercial a diferencia de los gasoductos convencionales que resultan ser de uso fijo, son fácilmente adaptables a las regulaciones en materia ambiental ya que no generan emisiones y su concepción es precisamente la de atender mercados de bajos consumos a precios competitivos.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

En materia económica es preciso decir que por poseer equipamientos que no se fabrican en el país, los dos sistemas de transporte terrestre de GNC y GNL presentan costos elevados al tener que importar muchos de los equipos y componentes necesarios para su puesta en marcha, debido entre otras cosas a la gran incertidumbre en materia cambiaria que se presenta en el país pues es de todos conocido que el precio del dólar tiende hace ya varios años al alza permanentemente.

6. Recomendaciones

El trabajo desarrollado anteriormente se basó en el estudio de la factibilidad técnica y económica de la implementación de sistemas de transporte de gas natural por carretera teniendo en cuenta solamente el nivel de inversión (CAPEX) por kilómetro recorrido, por lo tanto, con el ánimo de ahondar aún más en el tema financiero, en el caso de que se busque estudiar la viabilidad económica de un proyecto de esta clase para un municipio o centro de consumo específico, se recomienda realizar la incorporación de variables que por sus características no se tuvieron en cuenta para el estudio aquí realizado, como el número de usuarios potenciales, el consumo promedio nacional actual de cada uno de los tipos de usuario que se pretenden surtir con el recurso, el costo por kilómetro de una red domiciliaria de distribución de baja presión (que se ubica aguas abajo de la city-gate) y los costos operacionales del sistema conocidos como OPEX.

Referencias Bibliográficas

- Alayo, J. C., & Barca, F. X. (2011). *La tecnología del gas a través de su historia*. Barcelona: Fundación Gas Natural Fenosa.
- Arnold, K., & Stewart, M. (1999). *Surface Production Operations Volume2 Desing of Gas Handling Systems and Facilities*. Houston: Gulf Publishing.
- BP. (2019). *BP Statistical Review of World Energy*. BP.
- Campbell, J. M. (1992). *Gas Conditioning and Processing*. Norman, Oklahoma, USA: Campbell Petroleum Series.
- Campbell, John M & Company. (2003). *Technical Assistance Service For The Desing, Operation, and Maintenance of a Gas Plants*. Norman: Campbell Petroleum Series.
- Cno gas. (31 de Marzo de 2014). *cnogas.org.co*. Obtenido de <http://www.cnogas.org.co/asp/documentacion.asp?id=48&ids=14>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2019). *CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Obtenido de <http://www.creg.gov.co/creg/quienes-somos/nuestra-historia>
- CREG. (10 de Agosto de 2004). Compresión y transporte de gas natural comprimido - GNC - : Propuesta regulatoria para consulta. *Documento CREG 048*. Colombia.
- CREG. (08 de Marzo de 2007). Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema de transporte. *Documento CREG 017*.
- CREG. (2007). RUT. *Resolución 054 de 2007*. Colombia.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

De Las Heras, J. G. (2013). Análisis comparativo de gasoductos virtuales frente a otras alternativas de abastecimiento energético. Buenos Aires, Argentina: Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Galileo. (2019). *Galileo Technologies*. Obtenido de <https://www.galileoar.com/www-gasoductovirtual-com/>

Galileo. (2019). *Galileo Technologies*. Obtenido de <https://www.galileoar.com/embed/>

Galileo. (2019). Natural Gas Technologies. *Producción de reservas aisladas wellhead + Gasoducto virtual*. Argentina.

Gasca Barrios, C. A., & Veloza Acosta, C. H. (30 de Junio de 2016). Optimización al mantenimiento de las estaciones de servicio de la empresa Supertroil S.A.S. Bogotá, Colombia: Fundación Universidad de América.

GIIGNL. (2009). Containment. *Information Paper N° 5*. París, Francia.

GIIGNL. (2009). Information Paper N° 2. *LNG Process Chain*. París, Francia.

GNL Quintero. (2019). *GNL Quintero Seguridad Energética para Chile*. Obtenido de <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/estacion.htm>

Google. (18 de 10 de 2019). *Google*. Obtenido de <https://www.google.com/search?q=distancia+entre+el+municipio+de+bolivar+y+landazuri&oq=distancia+entre+el+municipio+de+bolivar+y+landazuri&aqs=chrome..69i57.35211j0j8&sourceid=chrome&ie=UTF-8>

Gutiérrez, L. C., & Guijarro, C. (2013). Aprovechamiento energético mediante turboexpansión de gas natural Generación eléctrica en la planta de regasificación de Barcelona. *Industria química.es*, 25.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

<http://gasnatural.osinerg.gob.pe>. (Agosto de 2012). Obtenido de <http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/SeguridadcomercializacionGNVGNC.pdf>

Latin energy oil & Gas Consulting. (10 de 2016). *Slideplayer.es*. Obtenido de <https://slideplayer.es/slide/11842832/>

MINMINAS. (2019). *minenergia.gov.co*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/decreto-unico-reglamentario;jsessionid=rKXb-wVwvHqRRy1Na4qdx-Tp.portal2>

Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2015). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices*. Waltham: Gulf Professional Publishing.

Mokhatab, S., Wood, D. A., & Valappil, J. V. (2014). *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Massachusetts: Gulf Professional.

NATURGAS. (2014). *La revolución del gas natural | Medio siglo de bienestar y competitividad para los colombianos*. Bogotá, DC: Editorial Planeta Colombiana S.A.

NATURGAS. (2019). *Indicadores 2019*. Naturgas.

Perez Sotomayor, I. P. (2017). *Mercado del GNL un panorama mundial y nacional*. Bogotá: UIS.

Promigas. (2015). Gas natural licuado, una realidad para todos. *Magasín*, 35.

PROMIGAS. (01 de Agosto de 2019). *Información Operacional*. Obtenido de <http://www.promigas.com/Es/BEO/Paginas/ComposicionGasVigente.aspx>

PROMIGAS. (09 de 2019). *Informe del Sector Gas Natural*. Obtenido de <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>

PROMIGAS. (Septiembre de 2019). *Promigas.com*. Obtenido de http://www.promigas.com/Es/Paginas/Informe_sector_gas_20_edicion.aspx

TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR CARRETERA

- Sandoval, A. M. (05 de Noviembre de 2004). Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros. *Documento 272 Archivos de Economía*. Bogotá, Colombia: Departamento Nacional de Planeación Dirección de Estudios Económicos.
- Santos Santos, N. (2019). *Diseño y operación de plantas de procesamiento de gas natural*. Bucaramanga: UIS.
- Schneider, L. (2009). *Una visión sobre el mercado de GNL en América Latina y en el Mundo*. Buenos Aires: Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas.
- SENER. (12 de 2014). *Revista noticias SENER*. Obtenido de <http://www.revistanoticias.sener/news/ensayos-en-el-gasoducto-virtual-de-bolivia/48/>
- Smart process group. (2019). *smartprocessgroup.com*. Obtenido de <https://smartprocessgroup.com/site/soluciones-petroleo-y-gas/>
- Tapias Chavez, E. S., & Anaya, R. A. (2010). Gas Natural Licuado Alternativa de abastecimiento para Colombia y Estado del Arte de su Metrología. *Met & Flu* N° 3, 25.
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2019). *Portal UPME*. Obtenido de <http://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/NuestraEntidad/Paginas/Historia-de-la-UPME.aspx>
- UPME. (2017). *Plan indicativo de expansión de cobertura de gas combustible PIEC - GC*. Bogotá: UPME.
- Wenzhou Bluesky Energy Technology co., Ltd. (2019). *Made-in-China.com*. Obtenido de https://es.made-in-china.com/co_lantiandz/image_LNG-Pumping-Skid-with-Vaporizer-for-LNG-Filling-Station_houyuyneu_PBAtdgvqSwGj.html