

TECANA AMERICAN UNIVERSITY
Doctorate of Philosophy in Gas Engineering



Informe No 3

TRANSPORTE Y REDES DE GAS NATURAL EN LA REPÚBLICA
BOLIVARIANA DE VENEZUELA

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Erika del Valle Prieto García', is written over a light gray rectangular background.

Cursante: Erika del Valle Prieto García

“Por la presente juro y doy fe que soy el/la único (a) autor (a) del presente informe y que su contenido es fruto de mi trabajo, experiencia e investigación académica”.

Maracaibo, Diciembre de 2.012

INDICE GENERAL

INDICE GENERAL	II
INDICE DE FIGURAS Y TABLAS	III
RESUMEN	IV
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
General	3
Específicos	3
JUSTIFICACIÓN	3
CAPITULO I	4
RECOLECCIÓN DEL GAS NATURAL	4
1. Teoría de transporte y ecuaciones que se utilizan para Gas Natural	4
2. Transporte de Gas Natural y tuberías. Poliducto y Gasoducto.	6
CAPITULO II	8
DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL	8
1. Redes de gas. Redes Primarias. Redes Secundarias.	8
2. Tipos de distribución. Radial. Axial. Mixta.	9
3. Redes de Alta Presión. Redes de Baja Presión	11
4. Sistemas de regulación y Medición.	12
5. Diferentes formas para transportar el Gas Natural en estado gaseoso, líquido y sólido, a presión ambiental o presurizada.	13
CAPITULO III	16
ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL	16
1. Almacenamiento. Tipos de almacenamiento. En Suelo y Subsuelo.	16
2. Tipos de tanque (al ambiente). Acumuladores (presurizados)	19
3. Importación	20
4. Exportación	22
5. Precio Nacional e Internacional.	23
6. Comportamiento actual del gas a nivel nacional e internacional.	24
7. Proyectos futuros.	24
CONCLUSIONES	28
BIBLIOGRAFÍA	31

INDICE DE FIGURAS Y TABLAS

FIGURAS

1. Ejemplo de sistemas de distribución espina de pescado y en red.	10
2. Ejemplo de sistemas de distribución mixta.	11
3. Proceso de formación de hidratos de gas natural	15
4. Tipos de almacenamiento subterráneo.	19
5. Tanques refrigerados.	21

TABLAS

1. Aplicación de las ecuaciones más utilizadas para el transporte de gas natural	6
2. Clasificación de los sistemas de tubería.	12
3. Propiedades físicas para el HGN y LGN	14

CUADROS

1. Usos de los Tanques a Presión y Almacenamiento subterráneo	18
2. Proyectos en ejecución para el desarrollo de la infraestructura de explotación de GN en la RBV.	25
3. Proyectos futuros para el desarrollo de la infraestructura de explotación de GN en la RBV.	26

TECANA AMERICAN UNIVERSITY
Doctorate of Philosophy in Gas Engineering

Informe No 3
TRANSPORTE Y REDES DE GAS NATURAL EN LA REPÚBLICA
BOLIVARIANA DE VENEZUELA

AUTORA: Erika del Valle Prieto García
Diciembre, 2012

RESUMEN

El presente informe tiene como objetivo general “Analizar los sistemas de recolección, distribución y almacenamiento de gas natural (GN) en la República Bolivariana de Venezuela (RBV)”. Para lo cual, se inició con una explicación de los fundamentos de transporte y recolección de GN y su aplicación en la RBV, después se hizo una descripción de los sistemas de distribución existentes en la RBV, se describieron los sistemas de almacenamiento de gas en la RBV y luego se explicó el comportamiento económico actual del GN a nivel nacional e internacional, a través de las importaciones y exportaciones. Para el desarrollo de este trabajo se elaboró una revisión bibliográfica de autores tales como Campbell (1984), Martínez (2006). El tipo de investigación fue descriptiva, documental y aplicada. Se emplearon cuadros y figuras para darle un sentido concreto al desarrollo del tema tratado respecto a. En este informe se concluye que al analizar los sistemas de recolección, distribución y almacenamiento de gas natural existentes en la RBV, se considera que en la última década se ha ido desarrollando la infraestructura de explotación del mencionado combustible, para abastecer satisfactoriamente tanto el mercado interno como los compromisos contraídos a nivel internacional con países como Colombia y Brasil.

Palabras clave: recolección, transporte, distribución, gas natural.

INTRODUCCIÓN

El gas natural, para ser comercializado y distribuido, necesita ser transportado. Por lo tanto se requiere tener un conocimiento acerca de los diferentes métodos y tipos de transporte y almacenaje del mismo para los diferentes usos que se le da al combustible.

Los sistemas de recolección consisten en los diferentes métodos de transporte del gas natural a través de tuberías hasta su destino que puede ser su almacenaje y distribución a los clientes, este gas puede estar sometido a baja, media o alta presión en los sistemas de recolección y manejo del gas para ser entregado a los clientes.

Para la realización de ese trabajo se requirió de una revisión bibliográfica en las bibliotecas de la universidad, y artículos de la world wide web como complemento. Obteniéndose así, una recopilación de información, que obedece a un procedimiento científico que según su nivel se adhiere al de una investigación descriptiva, respecto a su diseño de tipo documental y referente a su propósito u objetivos internos es aplicada, puesto que indica dónde se le da utilidad práctica en la actualidad a los sistemas de recolección, distribución y almacenamiento de gas natural en la República Bolivariana de Venezuela (RBV).

Para elaborar este estudio se parte de un objetivo principal que consiste en el análisis de los sistemas de recolección, distribución y almacenamiento de gas natural (GN) en la RBV. Y se continúa con el desarrollo de unos objetivos específicos que consisten en explicar los fundamentos de transporte de gas natural y su aplicación en la RBV; describir los sistemas de distribución de gas existentes en la RBV; y explicar el comportamiento económico actual del GN a nivel nacional e Internacional y a través de las importaciones y exportaciones.

Las dificultades que pudieron presentarse en la elaboración de esta investigación documental consisten en que no existe información detallada, organizada y sistematizada actual disponible en cuanto a los diferentes sistemas de recolección, transporte y distribución de GN en la RBV

El trabajo quedó estructurado en tres capítulos. En el primer capítulo se explica todo lo referente a la teoría de transporte y se indican las diferentes ecuaciones que se utilizan para el transporte de GN y se señalan las características de los poliductos y gasoductos. En el segundo capítulo se analiza cómo se lleva a cabo la distribución del GN, se explican los distintos tipos de redes de gas, su distribución y sus características en cuanto a si son de alta o baja presión, mencionando también los casos de sistemas cerrados, abiertos, de regulación y de medición; por otra parte se señalan las diferentes formas para transportar el GN en cualesquiera de sus estados a presión ambiental o presurizado. En un tercer capítulo que se explica el almacenamiento del GN, bien sea a nivel de suelo o subsuelo, al ambiente o presurizado; y en otro orden de ideas se analizan los mecanismos de importación y exportación, el precio nacional e internacional del GN, el comportamiento actual del GN dentro y fuera del país y los proyectos futuros. Para terminar unas conclusiones en las cuales se explica en detalle la importancia de los sistemas de recolección, transporte, distribución y almacenamiento del GN, sus fluctuaciones en el mercado nacional e internacional y los proyectos futuros del mencionado combustible fósil que con el pasar del tiempo ha adquirido un auge gracias a sus características de ser el combustible fósil menos contaminante al ambiente.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar los sistemas de recolección, distribución y almacenamiento de Gas Natural en la RBV.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Explicar los fundamentos de transporte de gas natural y su aplicación en la RBV.
2. Describir los sistemas de distribución de gas existentes en la RBV.
3. Explicar el comportamiento económico actual del Gas Natural a nivel nacional e Internacional y a través de las importaciones y exportaciones.

JUSTIFICACIÓN

A través de la recolección, transporte y distribución de GN se lleva a cabo la comercialización, y de los costos que estos sistemas generan dependen los precios del combustible para su venta dentro y fuera del país. Cabe destacar que la RBV no exporta GN sino sus productos, tales como: propano, butano y gas licuado de petróleo (GLP) y que el GN importado desde Colombia se emplea en los usos del complejo petroquímico “Ana María Campos”, y la red de gas doméstico del Municipio Maracaibo, el resto lo consume la industria petrolera en los procesos de inyección para la producción petrolera.

CAPITULO I

RECOLECCIÓN DEL GAS NATURAL

Teoría de transporte y ecuaciones que se utilizan para Gas Natural.

Para el gas natural se han desarrollado muchas ecuaciones a partir de la ecuación general de flujo, Campbell (1984), que proviene de la ecuación de Bernoulli, también conocida como ecuación general de flujo, que también utiliza el diagrama de Moody, Campbell (1984):

$$q = (K) \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,000} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^5}{f S L_m T_{avg} Z_{avg}} \right]^{0,5} (E) \quad (1)$$

En la cual:

q: caudal de gas a T_b y P_b , m^3/d (sistema métrico); ft^3/d standard (sistema inglés)

T_b : Temperatura a condiciones normales, 520 R (15 °C)

P_b : Presión a condiciones normales, 14,7 psia (101,3 kPa)

P_1 : Presión absoluta a la entrada a la tubería, en kPa (sistema métrico), psia (sistema inglés)

P_2 : Presión absoluta a la salida a la tubería, en kPa (sistema métrico), psia (sistema inglés)

S: gravedad específica,

L_m : Longitud de la tubería, metros (sistema métrico), millas (sistema inglés)

T_{avg} : temperatura promedio, en K (sistema métrico), R (sistema inglés)

Z_{avg} : factor de compresibilidad promedio

E: factor de eficiencia de la tubería

d: diámetro de la tubería en pulgadas

f: factor de fricción.

K: este valor es un factor de corrección que se utiliza de acuerdo al sistema de unidades en el cual se trabaja: $K=5,62 \cdot 10^5$ (sistema métrico) $K=38,774$ (sistema inglés)

A partir de esa ecuación se han desarrollado otras de índole práctica entre las cuales se encuentran:

La ecuación de Weymouth, Campbell (1984), que corresponde a la ecuación (2), se aplica para tuberías con diámetros mayores o iguales a 12 pulgadas (3,6576 m) y un valor de factor de eficiencia de la tubería (E) = 1.

$$q_{sc} = (K) \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,000} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^{5,333}}{S L_m T_{avg} z_{avg}} \right]^{0,5} (E) \quad (2)$$

En la cual:

f: factor de fricción. $f = \frac{0,00235}{d^{0,33}}$ (Sistema métrico), $f = \frac{0,008}{d^{0,33}}$ (sistema inglés)

K: este valor es un factor de corrección que se utiliza de acuerdo al sistema de unidades en el cual se trabaja: $K=1,162 \cdot 10^7$ (sistema métrico) $K=433,49$ (sistema inglés)

La ecuación (2), Campbell (1984), permite calcular el diámetro requerido de una tubería que transporta dicho fluido. A partir de su creación, ha sido probada y modificada por muchos investigadores para mejorar su exactitud, para posteriormente desarrollarse la versión mejorada conocida como ecuación de “Panhandle A” empleada para cálculo de diámetros de tuberías que transportan gas rico a altas presiones, la cual es la ecuación (3) a continuación:

$$q_{sc} = (K) \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,0788} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^{4,854}}{S^{0,8541} L_m T_{avg} z_{avg}} \right]^{0,5394} (E) \quad (3)$$

f: factor de fricción. $f = \frac{0,0189}{(q \gamma / d)^{0,1461}}$ (Sistema métrico), $f = \frac{0,0192}{(q \gamma / d)^{0,1461}}$ (sistema inglés)

K: este valor es un factor de corrección que se utiliza de acuerdo al sistema de unidades en el cual se trabaja: $K=1,198 \cdot 10^7$ (sistema métrico) $K=435,87$ (sistema inglés).

Esta ecuación (3), tiene un rango de aplicación para alta presión y grandes diámetros, para gas rico y fluidos con comportamiento parcialmente turbulento y un diámetro de tubería mayor a 12 pulgadas (3,6576 m) y un valor de factor de eficiencia de la tubería (E) = 0,9 a 0,92

A continuación esta la ecuación (4), Campbell (1984), que es la ecuación de Panhandle B, su uso se aplica a cálculos de diámetro de tubería cuando se transporta gas seco con comportamiento de fluido totalmente turbulento, diámetros de tubería mayor de 12 pulgadas (3,6576 m) y un valor de factor de eficiencia de la tubería (E) = 0,88 a 0,94.

$$q_{sc} = (K) \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,02} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^{4,961}}{S^{0,961} L_m T_{avg} z_{avg}} \right]^{0,51} \quad (E) \quad (4)$$

f: factor de fricción. $f = \frac{0,0057}{(q \gamma / d)^{0,03922}}$ (Sistema métrico), $f = \frac{0,00359}{(q \gamma / d)^{0,03922}}$ (sistema inglés)

K: este valor es un factor de corrección que se utiliza de acuerdo al sistema de unidades en el cual se trabaja: $K=1,264 \cdot 10^7$ (sistema métrico) $K=737$ (sistema inglés)

A continuación una tabla resumen de la aplicación de las ecuaciones antes mencionadas.

Tabla 1: Aplicación de las ecuaciones más utilizadas para el transporte de gas natural

Ecuación	Aplicación	E (factor de eficiencia)
(1) General de Flujo	Se desprecia cambio de energía cinética, temperatura constante y sin cambio de elevación.	1
(2) Weymouth	Diámetro ≤ 12 pulgadas (3,6576 m)	1
(3) Panhandle A	Altas presiones. Diámetros > 12 pulgadas (3,6576 m). Fluido con comportamiento parcialmente turbulento. Gas Rico	0,9 - 0,92
(4) Panhandle B	Diámetros > 12 pulgadas (3,6576 m). Fluido con comportamiento turbulento. Gas Seco.	0,88 - 0,94

Fuente: Elaboración propia (2012), adaptado de López (2010)

Transporte de Gas Natural y tuberías. Poliducto y Gasoducto.

El transporte de gas natural se da a través de tuberías, y sus dimensiones dependen de la aplicación de diversos modelos matemáticos desarrollados para tales fines, la selección de estas ecuaciones se debe a las características operacionales, distancias a recorrer del fluido, y el uso que se le vaya a dar al mismo. En tal sentido, se distinguen diversos tipos de tuberías, en el campo de la industria petrolera, se conocen los poliductos y los gasoductos.

Se entiende por poliductos al conjunto de tuberías y accesorios cuyo propósito consiste en el transporte de los productos procesados en las refinerías. Según <http://www.ucm.es/info/oplosim/poliducto.htm> (consultado el 06/12/2012), un poliducto puede contener cuatro o cinco productos diferentes en distintos puntos de su recorrido, que son

entregados en las terminales de recepción o en estaciones intermedias ubicadas a lo largo de la ruta.

Los gasoductos son, al igual que los poliductos, redes de tuberías, con la diferencia de que su objetivo es el transporte de gas. Sus dimensiones pueden ir desde 10 cm hasta 122 cm (Barberii, 1998) y su longitud desde cientos de metros hasta miles de kilómetros. Según Martínez (2006) se construye uniendo por soldadura tubos de acero que pueden estar sobre la superficie o debajo de ésta. El transporte del gas se puede dar con el descenso de la presión que incrementa su velocidad, para lo cual se proveen estaciones de compresión en puntos intermedios estratégicos a lo largo de las redes de tuberías.

En la RBV para el año 2010, se conoce según González (2010), que la red de gasoductos más importantes se extiende por alrededor de 4.030 kilómetros. Entre estos se destacan: el gasoducto que parte desde Anaco, estado Anzoátegui hasta Morón, estado Carabobo; el gasoducto que parte desde Morón, estado Carabobo hasta la Península de Paraguaná, Estado Falcón; y el gasoducto que va desde la Península de Paraguaná, Estado Falcón hasta el Municipio Maracaibo, estado Zulia. PDVSA, en su informe de gestión anual 2011, contempla los avances de los proyectos de ampliación de los gasoductos existentes y construcción de nuevos gasoductos para cubrir los requerimientos del mercado nacional y cumplimiento de los acuerdos internacionales. Hoy día, se observan avances en materia de construcción de infraestructura a lo largo y ancho del territorio nacional.

CAPITULO II

DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL

Redes de gas. Redes Primarias. Redes Secundarias.

Las redes de gas, según González (2007), corresponden al diseño de la disposición de las tuberías provistas para el manejo y distribución de gas que lo transportan hacia las distintas unidades de producción, tratamiento, almacenaje y comercialización.

Según Martínez (2006) una red de distribución se denomina así a todas las partes de las instalaciones a través de las cuales se transporta el gas, tales como tuberías, válvulas y accesorios, unidades compresoras, estaciones de regulación, medición y entrega. Parte desde una fuente hasta los diferentes puntos de consumo.

En este sentido, el conjunto de tuberías dispuestas para el transporte de gas constituyen las redes de gas, que puede ser de uso tanto doméstico como de fines comerciales, y en el amplio espectro de los usos que se le da hoy en día al gas natural, tomando en cuenta la conservación del ambiente, Mas y Rubí (2007).

De acuerdo a la procedencia del fluido que se transporta a través de las tuberías estos sistemas se pueden clasificar en redes primarias y redes secundarias.

Redes primarias de transporte de gas natural se refiere al conjunto de tuberías destinado a la distribución de gas hacia sectores puntuales de consumo. Comprenden desde la salida de la estación receptora a la entrada a las estaciones reguladoras dispuestas en la red de distribución. Este es el caso de las líneas de tuberías que parten de la fuente abastecedora del gas natural, como lo son las plantas de tratamiento o procesamiento del gas natural. Según la norma ASME – B1 – 8 (1999), la línea principal es un tramo de gasoducto que surte a las líneas secundarias o a otras líneas principales.

Redes secundarias de transporte de gas natural son los sistemas de tuberías provenientes de las líneas primarias que salen de las estaciones reguladoras y se extienden hacia la línea de

acometida de todos los usuarios. Como es el caso de las tuberías provenientes de los tanques de almacenamiento para transportarse para su posterior comercialización y consumo. Según la norma ASME – B1 – 8 (1999) a este tipo de distribución se le conoce como líneas de servicio, y es una tubería instalada entre una línea principal u otra fuente que surte de gas y un sistema de medición.

Tipos de Distribución. Radial. Axial. Mixta.

De acuerdo a la distribución de los tramos de tuberías se clasifican en sistemas de distribución radial, mejor conocido como sistema en red, y sistemas de distribución axial, mejor conocidos como sistemas de espina de pescado.

Los sistemas de distribución radial, o sistemas en red se caracterizan porque la fuente de gas distribuye el fluido a varios tramos de tubería, que sería el caso común de las redes de gas doméstico. Por otra parte, también se denomina de esta forma a la distribución cuando desde diversos tramos de tubería, todos convergen a un punto común. Estos sistemas de distribución también son conocidos como sistemas cerrados o mallas. Según Martínez (2006), una red cerrada comprende el conjunto de tuberías que se unen entre sí, en los extremos para que el fluido llegue a un mismo lugar por más de un camino. Se puede surtir al mismo cliente desde varias direcciones. Este es el caso de la red de gas doméstico de las ciudades. Como el sistema de redes de gas doméstico del Municipio Maracaibo.

Los sistemas de distribución axial o sistemas de espina de pescado, tienen la característica de que desde una línea principal se distribuye, partiendo de forma lateral, el fluido a varios tramos de tubería, o cuando estos tramos laterales convergen a una línea principal. Este tipo de distribución también se le conoce como sistemas abiertos. Según Martínez (2006), estos tramos de tubería quedan libres. El gas proviene de una fuente y al desplazarse a través de la tubería disminuye la presión. De esta forma, cada cliente recibe la cantidad requerida de gas hasta disminuir la presión. Su uso es más común en los sistemas de distribución de gas en campos de petróleo y gas, que requieren de ramificación de las líneas de transporte de gas. Los diámetros van disminuyendo con la disminución del caudal que fluye.

A continuación en la figura 1, se presenta un ejemplo de distribución espina de pescado y en red.

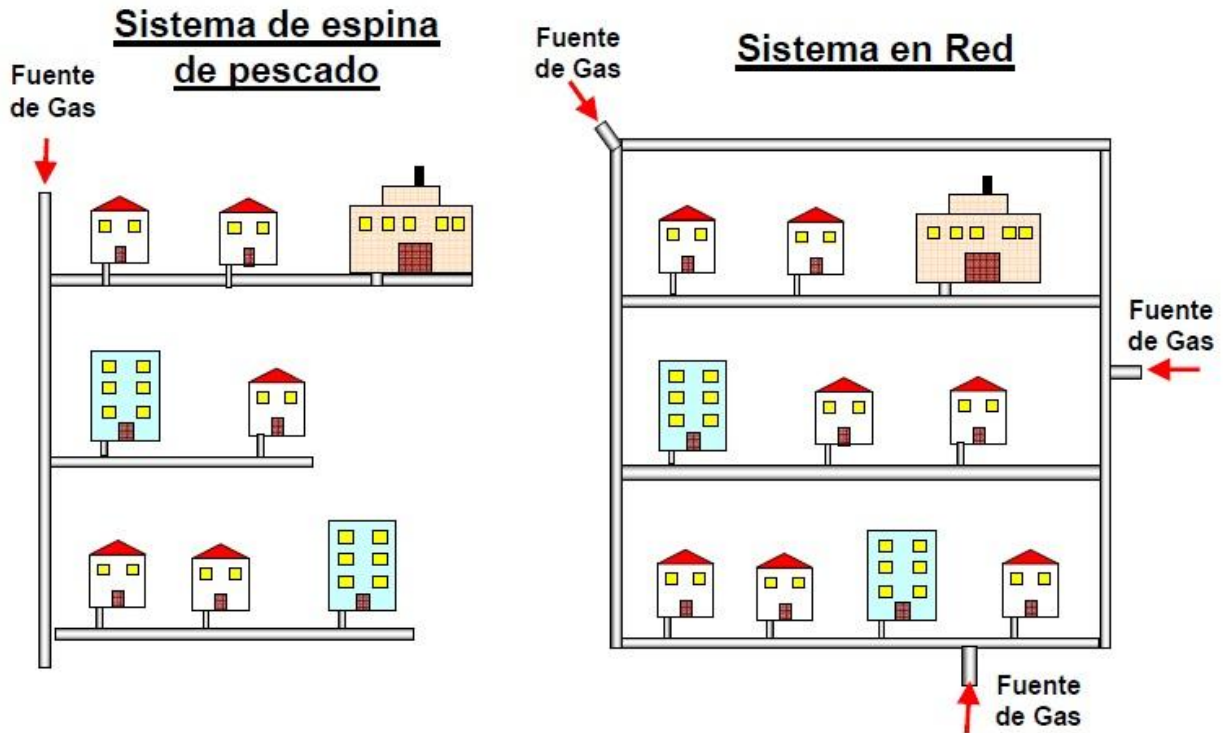


Figura 1: Ejemplo de sistemas de distribución espina de pescado y en red. Fuente: López (2010)

Los sistemas de distribución mixtos, vendrían a ser una combinación de los sistemas radiales con los axiales, pudiéndose entender que al principio se distribuyera en forma de espina de pescado y de uno de esos extremos se distribuyera a varios tramos de tubería en forma simultánea de forma radial.

A continuación se ilustra un ejemplo de un sistema de distribución mixto en la figura 2.

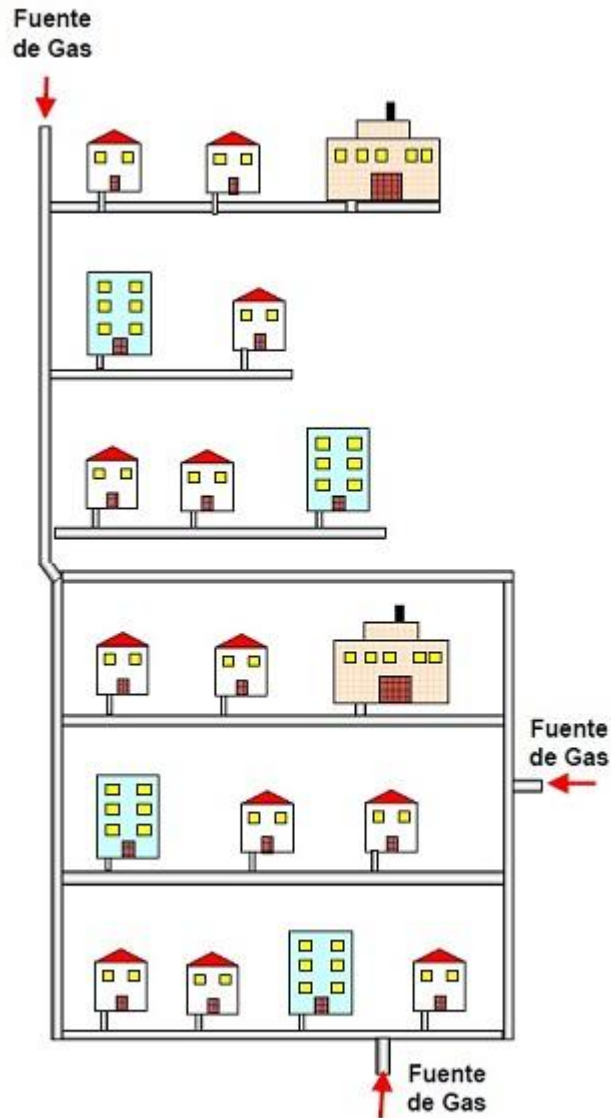


Figura 2: Ejemplo de sistemas de distribución mixta. Fuente: Elaboración propia, adaptado de López (2010)

Redes de Alta Presión. Redes de baja Presión

También se encuentra la clasificación de acuerdo a la presión del gas que circula por la tubería.

Redes de alta presión, se denominan así cuando el gas natural que circula por las líneas es de alta presión. Normalmente se denominan así cuando su punto de partida son las plantas compresoras, y puntos que requieren de gran energía para facilitar su transporte. Según la norma

ASME - B1 - 8 (1999) para este caso se opera a una presión mayor a la presión estándar en el punto de entrega al cliente, por lo cual se requiere de un regulador de presión para cada tubería y así controlar la presión de entrega al cliente.

Redes de baja presión, se denominan así cuando el gas natural que circula por las líneas es de baja presión. Normalmente se denominan así cuando su punto de partida son las estaciones reguladoras, y puntos que requieren de menor energía ya que su transporte es hacia tramos menos distantes que los que requieren de alta presión. Según la norma ASME - B1 - 8 (1999) en este caso la presión del gas en las tuberías principales y secundarias presenta una mínima caída de presión al punto de entrega al cliente, no siendo necesaria la utilización de un regulador en cada línea secundaria individual.

A continuación, en la tabla 2 se presenta un cuadro resumen de la clasificación de los sistemas de tuberías.

Tabla 2: Clasificación de los sistemas de tubería.

Según	Tipo		
Procedencia u origen	Primaria	Secundaria	
Distribución	Axial (espina de pescado)	Radial (sistema en red)	Mixta
Presión	Alta	Baja	

Fuente: elaboración propia (2012), basándose en López (2010)

Sistemas de Regulación y Medición

Se denomina así a los distintos sistemas que miden, regulan y controlan el transporte de gas natural a través de las tuberías principales y secundarias de un sistema de distribución. Los medidores se encuentran ubicados tanto al punto de partida del fluido como en el punto de llegada a los clientes. Los sistemas de reguladores se encuentran ubicados en puntos intermedios estratégicos de forma que se monitorea la caída de presión del gas a lo largo de su trayectoria desde la fuente hasta su destino, para su posterior consumo, verificando que la presión de llegada esté dentro del rango de especificación para que sea la apropiada para su comercialización.

Según la norma ASME - B1 - 8 (1999), una estación reguladora de presión consiste en un equipo cuya función es la de reducir y regular la presión en el gasoducto aguas abajo o tubería a la cual está conectado. En esta estación se incluyen las tuberías y accesorios como válvulas, instrumentos y líneas de control, equipos de cierre y de ventilación.

Asimismo, la norma ASME - B1 - 8 (1999), establece que, un conjunto o juego de medidor constituyen tuberías y accesorios para conectar al medidor y tomar lectura con la línea de servicio a la entrada del gas y luego con la línea de salida del gas que llega al cliente.

Diferentes formas para transportar el Gas Natural en estado gaseoso, líquido y sólido, a presión ambiental o presurizada.

El transporte de gas natural en estado gaseoso se lleva a cabo a través de los gasoductos, de la forma antes descrita, como redes o sistemas de distribución por las tuberías. Se puede realizar a diferentes presiones, denominándose redes de alta presión, redes de media presión y redes de baja presión. Los valores de estas presiones se establecen de acuerdo al sistema que se está transportando y a los volúmenes de gas que se están distribuyendo, para lo cual, a lo largo de su transporte se encuentran provistos de un adecuado sistema de regulación y medición para controlar las presiones y volúmenes de gas transportado a entregar de acuerdo a las especificaciones de entrega.

Según GAS EXTREMADURA , el transporte de gas natural en estado líquido se da a través de la licuación del gas natural como Gas Natural Licuado (GNL), el cual se transporta y almacena en unas condiciones de presión y temperatura de -163°C (estado criogénico) para que los recipientes solo tengan que soportar la presión hidrostática . Se conoce con el nombre de estado criogénico aquel en el que se encuentra el gas natural está sometido a muy baja temperatura. El GNL se convierte de nuevo en gas en los vaporizadores, que se encuentran provistos de una alimentación por algún fluido caliente como el agua, o el aire. El transporte de gas natural en forma líquida se da a través del gas natural licuado (GNL), el cual se produce a través de un proceso denominado licuefacción que consiste en someter el gas a temperaturas bajas y presiones altas produciendo con esto un líquido. Generalmente, una planta de licuefacción comienza con unos trenes o unidades de proceso. Luego de la licuefacción, se transporta el gas en buques

especialmente diseñados para tal propósito. Ya en su destino, el GNL se calienta para regresarlo al estado gaseoso en una terminal de regasificación.

El transporte de gas natural en estado sólido consiste en convertir el gas natural en hidratos de gas en estado sólido para su almacenamiento y traslado. Según varios autores, entre los cuales están Ávila (2009) y Wolman (2003), este proceso tiene la ventaja de que su producción opera entre $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo que significa un gran ahorro en costes de refrigeración en comparación con el proceso de licuación que requiere temperaturas de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. Según Woless (2003), los hidratos podrían almacenar grandes cantidades de gas natural en un espacio pequeño. "Más de 180 pies cúbicos estándar de gas se puede almacenar en un pie cúbico de hidrato", esto es, citando un análisis del profesor Rudy Rogers, ingeniero químico de la Universidad Estatal de Mississippi, y estudioso del uso industrial de los hidratos de gas.

Según Ávila (2009), dentro de las aplicaciones que se le puede dar a esta tecnología para transporte de gas en estado sólido, está la conversión del gas que se produce en la industria petrolera en hidrato de gas sólido para su transporte en buques o mezclarse con petróleo crudo refrigerado y transportarse como pasta aguada en tanques o tuberías. Otra forma sería transportar el hidrato por grandes barcos adaptados para contener hidratos de gas.

Tabla 3: Propiedades físicas para el HGN y LGN

	HGN	LGN
Modo de transporte y almacenaje	Sólido	Líquido
Temperatura de contención ($^{\circ}\text{C}$)	$-20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$-162\text{ }^{\circ}\text{C}$
Gravedad específica	0,85 – 0,95	0,42 – 0,47
Contenido en 1 m^3	Gas Natural: sobre 170 m^3 Agua: $0,8\text{ m}^3$	Gas Natural: 600 m^3

Fuente: Ávila (2009). Con datos provenientes de *MES - MITSUI ENGINEERING & SHIPBUILDING CO., LTD*

Cabe destacar que para el transporte de hidratos de gas en buques se transforman estos en pellets, para su almacenaje y traslado. A continuación en la figura 3 se muestra un esquema del proceso de formación de hidratos de la empresa MITSUI ENGINEERING & SHIPBUILDING CO., LTD, en la cual se representa como se da el proceso.

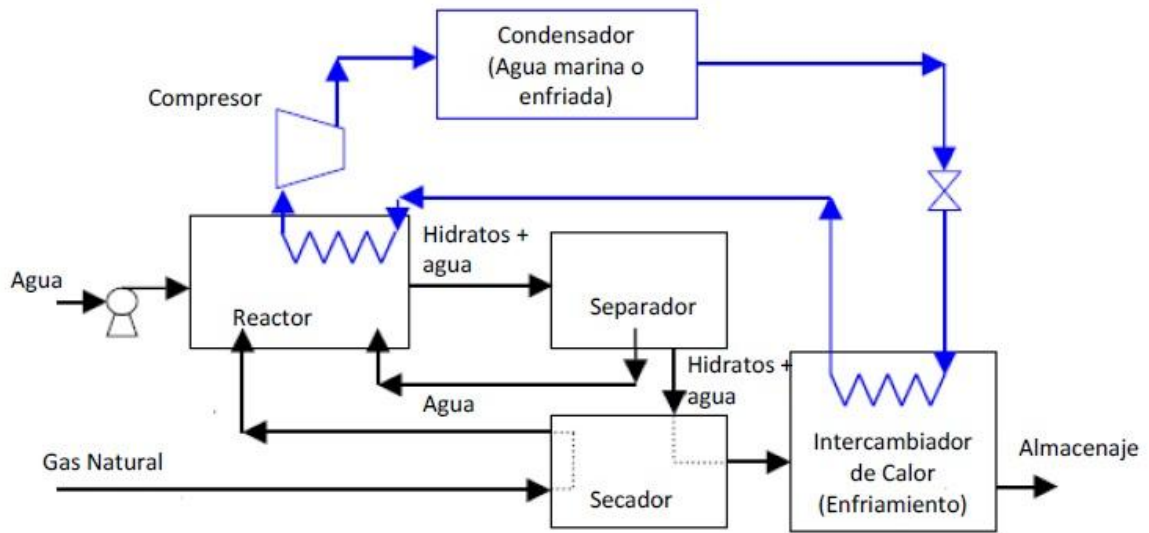


Figura 3: Proceso de formación de hidratos de gas natural. Fuente: Ávila (2009)

De acuerdo a lo expuesto en la figura. 3, el proceso comienza inyectando GN a un secador, para su enfriamiento y entrada al reactor, en donde se inyecta agua, y a través de una variación de presión y temperatura se produce el hidrato, las condiciones de equilibrio de presión y temperatura dependerán de la planta productora, pero generalmente el reactor trabaja siempre a 2 °C bajo la temperatura de equilibrio. Luego el hidrato atraviesa un separador y regresa al secador, para eliminar rastros de agua en el hidrato, antes de su almacenamiento se transforman en pellets para su traslado. De esta forma se obtienen los pellets de hidratos de gas natural, los cuales se almacena en tanques adaptados para la contención de NGH a una temperatura cercana a los -20°C; luego el transporte por mar se realiza por medio de Bulk Carriers adaptados para contener pellets de HGN.

CAPITULO III

ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL

Almacenamiento. Tipos de almacenamiento. En Suelo y Subsuelo

El almacenamiento de gas natural consiste en modificar sus condiciones de producción para poder contenerlo en recipientes diseñados para ese propósito.

El almacenamiento de gas natural se clasifica en dos tipos: en suelo y en subsuelo.

El almacenamiento en suelo se clasifica a su vez en: almacenamiento a presión atmosférica, a presión baja, a mediana presión y a altas presiones.

Almacenamiento a presión atmosférica: Tanques de presión atmosféricos están diseñados y equipados para el almacenaje de contenido en la presión atmosférica. Esta categoría por lo general utiliza los tanques de configuración vertical cilíndrica que se construyen desde tamaños pequeños y soldados hasta de gran tamaño. Los tanques con pernos, y tanques rectangulares de vez en cuando soldados, también se utilizan para el servicio de almacenaje a presión atmosférica. Estos tanques se utilizan para almacenar petróleo crudo, gas condensado, petróleo tratado, gasolina natural, agentes de tratamiento, fluidos de deshidratación, químicos especiales, materiales sólidos y agua.

Almacenamiento a bajas presiones (0 a 2.5 psig) (0 a 17,23 kPa manométrica): se usan normalmente para el almacenaje de productos intermedios y aquellos que requieren una presión interna (interior) de gas desde la presión atmosférica hasta una presión de gas de 2.5 psig (17,23 kPa manométrica). La forma es generalmente cilíndrica con un compartimiento de profundidad y tienden a tener azoteas abovedadas. Bajo los tanques de almacenaje de presión se construyen de soldadura. Sin embargo, los tanques con pernos cerrojo a menudo se utilizan para el funcionamiento a presiones cercanas a la atmosférica. Muchos tanques de almacenaje refrigerados funcionan en aproximadamente 0.5 psig (3,45 kPa). Este tipo de tanques se utilizan para almacenar petróleo crudo, gas condensado, petróleo tratado, gasolina natural, líquidos de gas

natural (LGN), agentes de tratamiento, fluidos de deshidratación y con refrigeración almacenan: butanos, propano, LGN crudo, etano, y productos petroquímicos.

Almacenamiento a Presión Media (2.5 a 15 psig) (de 17,23 kPa manométricas a 103,37 kPa manométricas): se utilizan normalmente para el almacenaje de productos de volatilidad relativa alta y productos que no pueden ser almacenados en tanques a baja presión. La forma puede ser cilíndrica con el compartimiento en el fondo y tienden a tener azoteas abovedadas. Los tanques a presión media son por lo general construidos a soldadura. También pueden usarse las esferas soldadas, especialmente para presiones alrededor de los 15 psig (103,37 kPa manométricas). Este tipo de tanque se usa para el almacenamiento de petróleo crudo, gas condensado, gasolina natural, agentes de tratamiento, fluidos de deshidratación y químicos especiales; y con refrigeración almacenan: butanos, propano, líquidos de gas natural (LGN), LGN crudo, etano, y productos petroquímicos.

Almacenamiento a altas presiones (a presiones mayores de 15 psig)($> 103,37$ kPa manométricas): los tanques de alta presión generalmente se utilizan para el almacenaje de productos refinados o componentes fraccionados a una presión por encima de los 15 psig ($> 103,37$ kPa manométricas). Los tanques son construidos a soldadura y pueden ser de forma cilíndrica o esférica. Este tipo de tanque se emplea para almacenar condensados, butanos, propano, gas natural, LGN crudo, etano, productos petroquímicos y LGN.

A nivel de subsuelo se le denomina almacenamiento subterráneo, y se describe a continuación.

Almacenamiento subterráneo: los líquidos provenientes del procesamiento del gas pueden ser contenidos en almacenamiento subterráneo, en minas convencionales o en minas de solución salina. Según ENAGAS (2010), son formaciones naturales porosas que se aprovechan para almacenar gas natural en una forma segura. Existen varios tipos: yacimientos de petróleo y gas agotados, acuíferos y domos salinos. En el caso de domos salinos, se utilizan para el almacenamiento de gas las cavidades subterráneas artificiales, mientras que en el caso de yacimientos de petróleo, gas y acuíferos, el espacio de almacenamiento está constituido por espacios porosos naturales, fisuras y grietas de la roca almacén. Este tipo de almacenamiento se

usa para el almacenaje de petróleo crudo, condensado, petróleo, gasolina natural, butanos, propano, LGN crudo, etano, productos petroquímicos y gas natural.

Cuadro 1. Usos de los Tanques a Presión y Almacenamiento subterráneo

	Tanques a Presión atmosférica	Tanques a baja presión	Tanques a media presión	Tanques a alta presión	Almacenamiento subterráneo
Petróleo crudo	X	X	X	-	X
Condensado	X	X	X	X	X
Petróleo	X	X	-	-	X
Gasolina natural	X	X	X	-	X
Butanos	-	X°	X°	X	X
Propano	-	X°	X°	X	X
LGN (Crudo)	-	X°	X°	X	X
Etano	-	X°	X°	X	X
Productos petroquímicos	-	X°	X°	X	X
Gas Natural	-	-	-	X	X
LGN	-	X	X°	X	-
Agentes de tratamiento	X	X	-	-	-
Fluidos de deshidratación	X	X	-	-	-
Químicos especiales	X	-	X	-	-
Materiales Sólidos	X	-	-	-	-
Agua	X	-	-	-	-

El símbolo ° representa que esas sustancias se encuentran almacenadas en refrigeración.

Fuente: Elaboración propia (2012) adaptado del GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. Engineering data book. GPSA (2004).

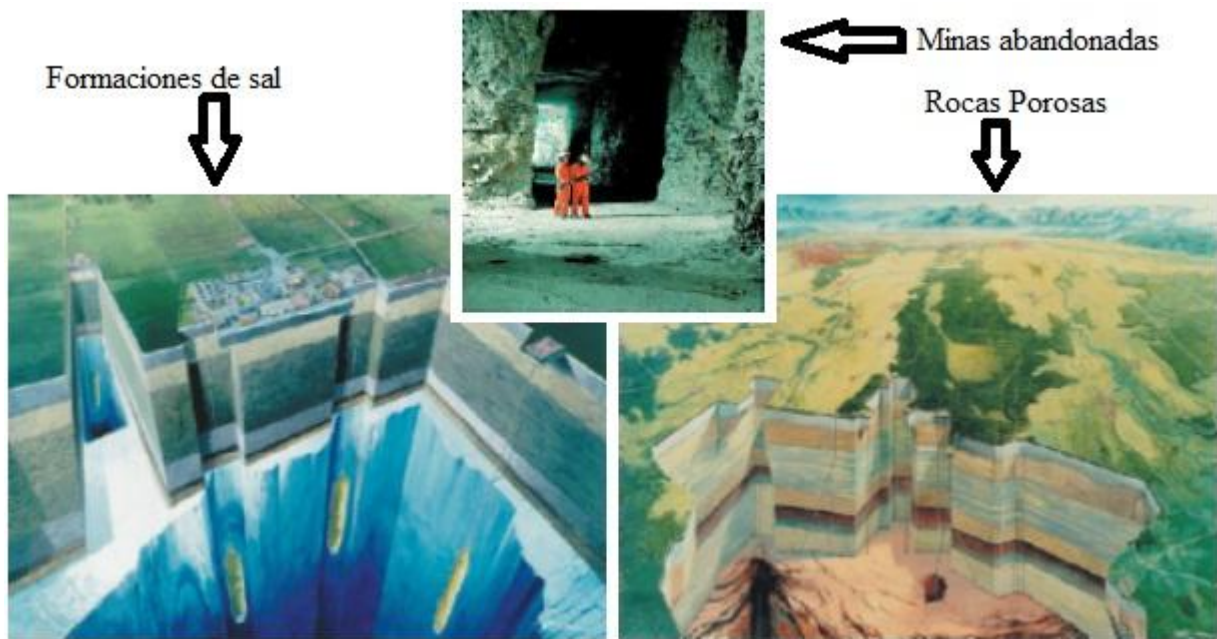


Figura 4: Tipos de almacenamiento subterráneo. Fuente: slb.com (2002) consultado el 16 de diciembre de 2012 por la world wide web:

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p2_19.pdf

Tipos de tanque (al ambiente). Acumuladores (presurizados)

Dentro de la clasificación de tanques a nivel de superficie, se encuentran los tanques a presión atmosférica, de techo flotante, los tanques con pernos y los tanques refrigerados.

Tanques de techo flotante. Los tanques de almacenamiento pueden encontrarse provistos de techos flotantes, los cuales se encuentran suspendidos sobre el contenido del fluido almacenado. Este tipo de tanque, se usa principalmente, para almacenar a presiones cercanas a la presión atmosférica. Los techos flotantes se construyen para moverse verticalmente dentro de las paredes del tanque para proporcionar un vacío constante mínimo entre la superficie del producto almacenado y el techo. Por otra parte, también se diseñan para proporcionar un sello constante entre la periferia del techo flotante y las paredes del tanque. Estos pueden fabricarse en dos tipos: uno que está a la exposición ambiental y otro tipo que se encuentra bajo una azotea o tope fijo. Los tanques con techos internos flotantes y con un techo externo fijo, se utilizan en las áreas de nevadas pesadas ya que las acumulaciones de nieve o agua sobre la azotea flotante afectan la flotabilidad de operaciones. Estos pueden ser instalados en tanques existentes. Tanto los techos

flotantes como los techos internos se utilizan para evitar las pérdidas de vapor y así evitar el escape de los fluidos almacenados. Los tanques de almacenamiento de este tipo se emplean en la industria petrolera para el almacenamiento de petróleo, su techo es del tipo plano y se utilizan para controlar pérdidas por evaporación.

Tanques con pernos: los tanques con pernos se construyen provistos de elementos segmentarios para que los tanques de almacenamiento cerrados y abiertos con topes de acero, se ubiquen de forma vertical y cilíndrica, sobre la tierra. El Estándar API de tanques con pernos indican las especificaciones para capacidades nominales de 100 (15.899m³) a 10,000 barriles (1589.9m³), construidos para presiones internas cercanas a la presión atmosférica. Los tanques con pernos ofrecen la ventaja de transportarse fácilmente a lugares deseados. Para adaptarse a las condiciones deseadas se les cambia la capacidad de almacenaje. Los tanques con pernos pueden desmontarse fácilmente y construirse nuevamente en otro sitio.

Los tanques de almacenamiento refrigerado se emplean para contener fluidos a temperaturas inferior a la temperatura ambiental, sus condiciones de presión también son bajas y se utilizan para almacenar grandes volúmenes de gas. Los hay de dos tipos: de pared simple y de pared doble. Los tanques de pared simple, poseen una parte externa provista con poliuretano y bloques de vidrio celular que la cubre una pared de aluminio. Poseen un tope que tiene forma de domo. Los tanques de pared doble, tal como su nombre lo indica, se encuentran provistos de dos paredes. El espacio anular entre las dos paredes lo cubre un aislante de perlita extendida, con una cubierta interna de fibra de vidrio. El tanque interno se fabrica con acero al 9% níquel y el tanque externo se construye de acero al carbón y concreto pretensado. Este tipo de tanque es el más utilizado para el almacenamiento de GNL.

A continuación se presenta en la figura 5 dos dibujos representativos de tanques refrigerados ambos empleados para almacenamiento de GNL.

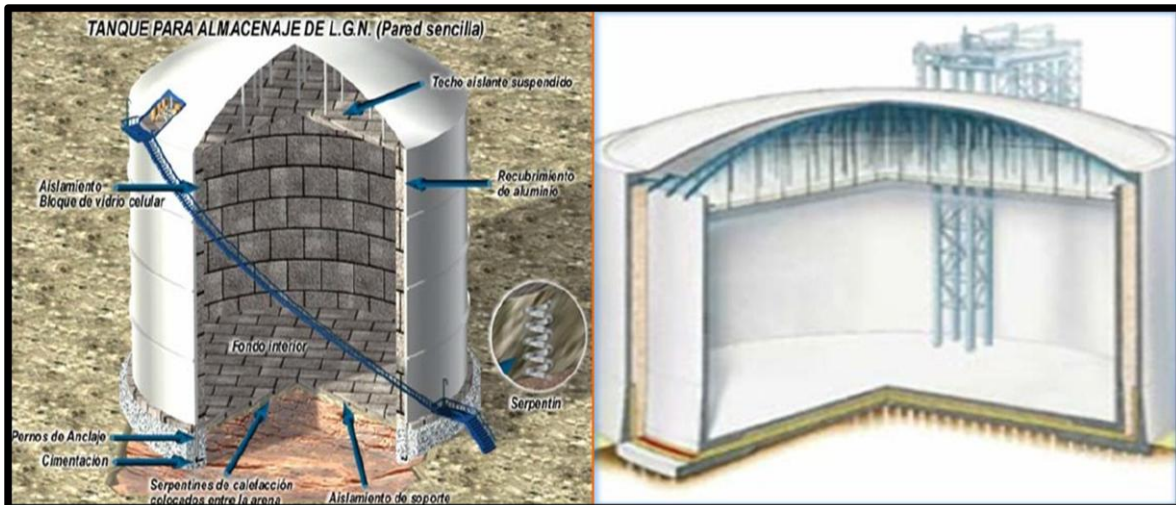


Figura 5: Tanques refrigerados. A la izquierda tanque refrigerado de pared simple y a la derecha corte transversal de un tanque refrigerado de doble pared, empleado para almacenamiento de gas natural licuado. Fuente: Quami (2010).

Dentro de la clasificación de tanques presurizados (acumuladores), se encuentran los tanques esféricos, los tanques esferoidales, los tanques cilíndricos horizontales, los tanques de techo fijo.

Los tanques de almacenamiento de forma esférica, se usan generalmente para almacenar productos en presiones encima de los 5 psig (34,45 kPa manométrica). En el Municipio Maracaibo del Estado Zulia de la RBV, se utiliza para horas de alto consumo doméstico un tanque esférico de aproximadamente 10 m de diámetro. El gas natural se almacena en tanques de forma esférica, en forma de bala y en forma de salchicha

Los tanques esferoidales tienen forma esencialmente esférica pero son algo aplanados. Los tanques Hemisferoidales tienen paredes cilíndricas con techos curvos y profundos. Los cabezales de los tanques esferoidales generalmente se utilizan para los tamaños más grandes y tienen lazos internos y apoyos para mantener las paredes con bajas tensiones. Estos tanques generalmente se emplean para almacenar productos encima de 5 psig (34,45 kPa manométrica)

Tanques Horizontales Cilíndricos (acumuladores, balas o salchicha) la presión de trabajo de estos tanques puede ser de 15 psig (103,37 kPa manométricos) a 1000 psig (6891,2 kPa

manométricos), o mayor. Estos tanques a menudo tienen techos de forma hemisférica. Se utilizan para el almacenamiento de LGN.

Tanques de techo fijo. Los techos fijos se conectan permanentemente a las paredes del tanque. Los tanques soldados de capacidad de 500 barriles y hasta más, pueden encontrarse provistos de un techo frágil (diseñado para la liberación de seguridad de la cubierta soldada para separar la unión en el caso de sobrepresión interna), caso en el cual la presión de diseño no exceda la presión equivalente externa del peso muerto del techo, incluyendo vigas.

Importación

La RBV se ha visto en la necesidad de importar el GN desde Colombia, porque la explotación del GN no ha madurado lo suficiente dada la escasez de infraestructura para procesar el GN necesario, ya que el consumo de GN se ha ido incrementando a través de los años.

Según Buitrago (2009) para el año 2007, la RBV suscribió un convenio binacional entre Ecopetrol y Pdvsa, a través del cual Colombia le hará un suministro de GN a Venezuela hasta el año 2011 por medio del gasoducto para cubrir la demanda de GN existente en el país. Y ya a partir del año 2012, sería a la RBV a quien le correspondería enviar el recurso energético a Colombia. Por otra parte en el acuerdo se contempla que Pdvsa le aportará gasolina y diésel a precio subsidiado en el Norte de Santander en Colombia, aunque Venezuela importa el recurso a precios internacionales.

El GN que se importa desde Colombia, se emplea para suministrar el recurso al complejo petroquímico “Ana María Campos” y a la red de gas doméstico del Municipio Maracaibo. El resto del recurso lo consume la industria petrolera en procesos de inyección de gas como método de producción petrolera.

A nivel nacional, el GN producido para el año 2011, fue de 7125 MMPCD ($2335,2 \text{ m}^3/\text{s}$) y recibió un promedio de 205 MMPCD ($67,18 \text{ m}^3/\text{s}$) de gas metano de las empresas Chevron y ECOPETROL, por medio del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte; razón por la cual la disponibilidad total de gas natural a nivel nacional se ubicó en 7330 MMPCD ($2402,23 \text{ m}^3/\text{s}$)

Exportación

En la actualidad, en la RBV no se está exportando GN, sin embargo se exportan los productos manufacturados provenientes del GN, tales como propano, butano y GLP.

Precio nacional e internacional.

Debido al incremento en la utilización del GN su requerimiento ha ido incrementándose con el paso de los años, ya que todo el gas que se extrae se consume para producción de petróleo y consumo como combustible para generación de electricidad en los mismos equipos de producción, empleando el resto en generación de electricidad y uso como gas doméstico. Esto trae como consecuencia, que su precio se está equiparando con el precio del petróleo de acuerdo al poder calorífico. Esa equivalencia se expresa en dólares (\$) por cada 1000 pies³ (28,317 m³) o millón de BTU de gas en comparación con el precio que indica el valor en la cesta petrolera. Al establecer una estimación del valor calorífico del GN, se encuentra que oscila entre 900 y 1.250 BTU por pie cúbico, o su equivalente que está entre 8.000 y 11.115 kilocalorías por metro cúbico, respectivamente. Asimismo, 1 libra (0,454 kg) de petróleo crudo representa en poder calorífico entre 15.350 a 22.500 BTU.

En la actualidad el precio del barril de petróleo, según PDVSA.com, es de \$ 107,51, según la cesta OPEP y \$ 97,72, según la cesta petrolera venezolana.

Partiendo de estos precios se puede estimar el precio del gas natural, es decir, el precio de venta del combustible, con el factor de conversión en función del barril equivalente de petróleo por cada mil pies cúbicos de gas cuyo valor es de 1 bep/5800 ft³ de gas. Con este valor se obtiene que el precio del gas según la cesta OPEP se estime en 18,5 \$ por cada 1000 pies cúbicos (18,5 \$ por cada 28,32 m³) de gas natural y según la cesta venezolana en 16,85 \$ por cada 1000 pies cúbicos (16,85 \$ por cada 28,32 m³) de gas natural. Cabe destacar que estos valores son teóricos de acuerdo al factor de conversión empleado, y que depende en gran medida de las fluctuaciones del mercado, de la gravedad API del crudo vendido ya que a partir de este valor es que se

estiman la energía que se puede obtener de acuerdo al valor calorífico del combustible por una determinada cantidad de volumen del mismo.

A nivel internacional, en países como Argentina, según Rossi (2012), el precio del gas natural se estima en 17,63 \$ por cada millón de BTU, que es el aproximado a 17,63 \$ por cada mil pies cúbicos (17,63 \$ por cada 28,32 m³) de gas natural.

Y según, indexmundi.com, indica que el fondo monetario internacional, establece el precio del gas natural, para finales del mes de noviembre del año 2012, en 127,42 \$ / 1000 m³ (3,6 \$ por cada 28,32 m³) de gas natural. Este valor de 3,6 \$ por cada 28,32 m³ de gas natural es el valor que se considera más válido, es decir el valor práctico, en el mercado tanto nacional como internacional del gas natural.

Comportamiento actual del gas a nivel nacional e internacional

En los últimos 6 a 7 años, en la RBV se ha ido desarrollando un proceso a través del cual se empezó a constituir con las empresas mixtas, en la cual el país tiene mayoría accionaria, con el propósito de explotar el gas que se encuentra en el subsuelo y así aprovechar las inversiones de capital y tecnología de esas empresas.

En el país, inicialmente, se dedicó a la explotación del petróleo crudo, por cuanto no desarrolló infraestructura para la explotación del gas natural que tiene en su subsuelo tanto en la en el continente como en la plataforma submarina. Hoy en día, existe la infraestructura para la explotación del GN, y se están empezando a obtener resultados de este desarrollo que está prácticamente en su última fase con la construcción de gasoductos y con la plataforma submarina ya montada para la producción de GN.

Proyectos futuros

Según el informe anual de PDVSA para el año 2011, se consolidaron los siguientes proyectos los cuales se encuentran en ejecución, con el propósito de desarrollar la infraestructura suficiente para cubrir los requerimientos de producción y consumo del combustible.

Estos proyectos futuros se extienden a lo largo y ancho del territorio nacional, observándose que tiene principal importancia en el oriente y norte del país, destacándose por sus grandes reservas de gas natural, y también, como ya se conoce, que el gas natural que se ha producido en el país desde comienzos de la explotación petrolera es como gas asociado. En tal sentido, el propósito es extender este nivel de explotación de petróleo al aprovechamiento del gas natural asociado, y así utilizarlo a favor de contribuir al desarrollo sostenible y sustentable con la utilización del gas natural el cual, como ya se conoce, es un combustible con muy bajos índices de contaminación ambiental.

Cuadro 2. Proyectos en ejecución para el desarrollo de la infraestructura de explotación de GN en la RBV.

Proyecto	Avance	Ubicación
Proyecto Gas – Anaco (PGA)	83 %	Centro operativo Campo san Joaquín
	Firma de contrato para ejecución	Centro operativo Zapato Mata R. y Sistema de recolección
	Culminación de Vialidad y firma de contrato para ejecución	Centro operativo Santa Rosa y Sistema de recolección
Proyecto Gas San Tomé	Revisión de documentación técnica del proyecto	Planta Compresora Boca II y Sistema de transmisión Chimire – Soto
Interconexión Centro Oriente – Occidente (ICO)	Continuación de la Obra	Planta Compresora Altagracia
	Completación de especificaciones Técnicas	Planta Los Morros
	Ejecución	Gasoducto Nurgas desde Altagracia de orituco hasta Morón
Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento de Jose (ACFJ)	Tendido de tuberías tramos 1 y 2. Pruebas hidrostáticas	Poliducto San Joaquín
IV tren de Extracción de san Joaquín	Instalación de fibra óptica	Desde la planta de generación hasta la sala de control
	Inicio de comisionamiento de los transformadores de 750 kW.	Turbogenerador
Gasoducto Nor – Oriental G/J José Francisco Bermúdez (SINORGAS)	Soldadura y tendido de tuberías. 191 km de tuberías de 36” (0.91440 m) y 16 “ (0.40640 m)	Desde Barbacoa – Edo. Anzoátegui hasta Güiría – Edo. Sucre
	Completación mecánica	Cariaco – Araya
Gasificación Nacional	133 km	Redes
	1134 km	Líneas internas

Fuente: PDVSA. Informe Anual 2011.

Respecto a los proyectos futuros, vinculados con el hecho de que la RBV es a nivel latinoamericano el país con mayor reservas gasíferas, a continuación se encuentran en el siguiente cuadro, una breve descripción de cada uno de ellos presentes en el informe anual de gestión de PDVSA del año 2011.

Cuadro 3. Proyectos futuros para el desarrollo de la infraestructura de explotación de GN en la RBV.

Proyecto	Propósito
Jusepin 120	Minimizar emisión de gases con 4 motocompresores de 30 MMPCD (9,83 m ³ /s)
Mariscal sucre	Incorporación al mercado interno del GN proveniente de costa afuera en el oriente del país
Plataforma deltana	Manejar y administrar la exploración y explotación de yacimientos compartidos con Trinidad y Tobago en sus bloques 1, 2, 3 y 4
Autogas	Liberar gasolina del mercado interno para exportarla e incorporar el Gas Vehicular, con puntos de expendio para venta y conversión de vehículos al sistema biocombustible (gasolina-gas) a nivel nacional.
Proyecto Rafael Urdaneta	Desarrollar las reservas probadas de gas no asociado del campo Perla perteneciente al Bloque Cardón IV, en oeste de la Península de Paraguaná,
Gasificación Nacional	gasificar las zonas pobladas de La República, mediante la instalación de redes de tubería PEAD (polietileno de alta densidad) y líneas internas de acero galvanizado

Fuente: PDVSA. Informe Anual 2011.

En la actualidad, en los Estados Unidos se tienen proyectos a largo plazo para los años 2020 a 2035 para la explotación de gas natural en lutitas (shale gas), a través del cual, dadas las grandes reservas de este combustible Estados Unidos se convertiría en una potencia en materia de la

producción de gas natural. Y, según González (2011), también se están haciendo estudios de este combustible en la RBV, en el estado Zulia, específicamente en el área de Maracaibo (BASIN MARACAIBO) y Catatumbo (CATATUMBO SUB - BASIN). Sin embargo, es importante destacar el impacto que podría causar al mercado venezolano la explotación de las grandes reservas estadounidenses, siendo ese país el mayor importador de petróleo de la RBV.

CONCLUSIONES

Al elaborar un análisis de los sistemas de recolección, distribución y almacenamiento de gas natural en la República Bolivariana de Venezuela, se puede determinar que en la última década se ha ido desarrollando la infraestructura de explotación del mencionado combustible, para abastecer satisfactoriamente tanto el mercado interno como los compromisos contraídos a nivel internacional con países como Colombia.

De la teoría de transporte, las ecuaciones que más se ajustan a los sistemas de transporte del gas natural en la RBV son la ecuación de Weymouth, Panhandle A y B, dadas las características y condiciones del gas natural en el país. En la RBV para el año 2010, se conoce que la red de gasoductos más importantes se extiende por alrededor de 4.030 kilómetros. De esta forma se distinguen los gasoductos tales como: caso del gasoducto que parte desde Anaco, estado Anzoátegui hasta Morón, estado Carabobo; el gasoducto que parte desde Morón, estado Carabobo hasta la Península de Paraguaná, Estado Falcón; y el gasoducto que va desde la Península de Paraguaná, Estado Falcón hasta el Municipio Maracaibo, estado Zulia. PDVSA, en su informe de gestión anual 2011, contempla los avances de los proyectos de ampliación de los gasoductos existentes y construcción de nuevos gasoductos y de esta forma, se compromete a cubrir los requerimientos del mercado nacional y cumplir con los acuerdos internacionales. Actualmente, se observan avances en materia de construcción de infraestructura a lo largo y ancho del territorio nacional.

Existen redes de distribución axial o de espina de pescado, y radial o en red que se pueden describir en los sistemas de distribución existentes en Venezuela, y se tiene que aunque existen diversas formas de transportar el gas natural, en los distintos estados de agregación, tales como en estado gaseoso como los gasoductos, en estado líquido como LGN y en estado sólido como HGN, el más empleado en el país es el de los gasoductos, en las redes de distribución de gas doméstico de las grandes ciudades, específicamente en el Municipio Maracaibo del estado Zulia.

Respecto a los sistemas de almacenamiento, se tiene que de acuerdo al tipo de fluido y sus condiciones y características, es el tipo de almacenamiento, el cual quedó establecido en el

cuadro 1, en el cual se indica de acuerdo al tipo de tanque y sus condiciones de presión cual es el fluido a contener.

En cuanto al comportamiento del mercado nacional e internacional del gas natural, se tiene que la RBV ha contraído acuerdos internacionales con países como Brasil y Colombia, con los cuales se compromete en plazos establecidos a comercializar el gas natural que produzca, todo el gas que se importa ha servido para surtir los requerimientos tanto doméstico como industrial y para la producción petrolera. Actualmente, la RBV no está exportando gas natural, pero sí se está exportando los productos del gas natural a través de gasoductos como el Transcaribeño. Por otra parte, se está desarrollando toda la tecnología que sea necesaria para incrementar su producción gasífera dado que las reservas de gas natural han ido creciendo en los últimos años, de tal forma que la RBV se ha convertido en el tercer país a nivel de Latinoamérica en poseer la mayor cantidad de reservas gasíferas, con las cuales se ha de convertir en uno de los países más importantes en surtir de este combustible a nivel latinoamericano, de allí que se han establecidos acuerdos como el MERCOSUR, el cual favorece este intercambio comercial.

Respecto a los precios del gas natural, se tiene que a nivel nacional, no se tiene una información concreta del costo de este combustible, y se calcula en base a los indicativos en la world wide web de PDVSA, de los precios del petróleo, en forma general, sin indicar la caracterización del mismo; estos precios indican un precio para la cesta de OPEP en \$ 107,52/barril de petróleo y para la cesta venezolana en \$ 97,72/barril de petróleo. Sin embargo, utilizando el factor de conversión del barril equivalente de petróleo por cada mil pies cúbicos de gas cuyo valor es de 1 bep/5800 ft³ de gas, se tiene que el valor correspondiente a cesta OPEP sería de 18,5 \$ por cada 1000 pies cúbicos (18,5 \$ por cada 28,32 m³) de gas natural y según la cesta venezolana de 16,85 \$ por cada 1000 pies cúbicos (16,85 \$ por cada 28,32 m³) de gas natural. A nivel internacional, se estimó de acuerdo a indexmundi.com, cuya fuente la provee el Fondo Monetario Internacional ubica el precio del gas natural en 127,42 \$ / 1000 m³ (3,6 \$ por cada 28,32 m³) de gas natural, para finales del mes de noviembre del año 2012.

Hoy día se cuenta con el desarrollo de la infraestructura para cumplir con los acuerdos internacionales. Estos acuerdos, a su vez, están regidos por la Ley Orgánica de Hidrocarburos

Gaseosos (LOHG), la cual vigila para que en la explotación de los recursos se favorezcan los intereses nacionales.

En la actualidad, en los Estados Unidos se tienen proyectos a largo plazo para los años 2020 a 2035 para la explotación de gas natural en lutitas (shale gas), con lo cual convertirse en una potencia en materia de la producción de gas natural. Asimismo, según González (2011), se están haciendo estudios de este combustible en la RBV, en el estado Zulia, específicamente en el área de Maracaibo (BASIN MARACAIBO) y Catatumbo (CATATUMBO SUB - BASIN). Sin embargo, es importante destacar el impacto que podría causar al mercado venezolano la explotación de las grandes reservas estadounidenses, siendo ese país el mayor importador de petróleo de la RBV.

BIBLIOGRAFÍA

ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL (2002). Consultado el 16 de diciembre de 2012 por la world wide web:

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p2_19.pdf

AVILA, Rodrigo. GAS NATURAL: USO, TRANSPORTE Y DESARROLLO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS (2009) Tesis en línea. Consultado el 16 de diciembre de 2012 por la world wide web: <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2009/bmfca958g/doc/bmfca958g.pdf> Valdivia – Chile.

ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL (2002). Consultado el 16 de diciembre de 2012 por la world wide web:

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p2_19.pdf

BUITRAGO, Daisy. Venezuela disparó ventas externas de gas de Ecopetrol. (2009) Martes 18 de Agosto de 2009. Diario el Universal. Caracas - Venezuela. Consultado el día 19 de diciembre de 2012 por la world wide web: http://www.eluniversal.com/2009/08/18/eco_art_venezuela-disparo-ve_1528331.shtml

ENAGAS (2010). ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL. Yela. Dirección de Proyectos. España. Consultado el día 16 de diciembre de 2012 de la world wide web: <http://www.enagas.es/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1146252112425&ssbinary=true> Madrid – España.

GAS EXTREMADURA. Consultado el día 16 de diciembre de 2012 en la world wide web:

<http://www.dcgasextremadura.es/gas.htm>

Gas natural Precio Mensual - Dólares americanos por miles de metros cúbicos. Indexmundi.com. Consultado el día 21 de diciembre de 2012 por la world wide web:

<http://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=gas-natural>

GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. Engineering Data Book. 2004. 12da Edición. FPS. Tulsa – Oklahoma.

GONZÁLEZ, Deny. Análisis de sistemas de distribución de gas por medio de la aplicación del método de balance de presiones. (2007) Trabajo de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado. Maracaibo - Venezuela.

GONZÁLEZ, Diego (2011) Recursos y Reservas de Gas Natural de Venezuela. Caracas 19 de Octubre de 2011.

GONZALEZ, Diego. LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL DE VENEZUELA PRESENTE Y FUTURO Y SU IMPACTO EN EL DESARROLLO DEL GAS VEHICULAR. Presentación en la AIPOP, Caracas 23 de julio 2010. REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA.

INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2011. Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus Filiales. Propiedad de La República Bolivariana de Venezuela.

LÓPEZ, Carla. FACILIDADES DE SUPERFICIE. Apuntes de clase 2010. LUZ. Facultad de Ingeniería. Maracaibo - Venezuela.

MARTÍNEZ, Marcías. (1994) Cálculo de tuberías y redes de Gas. Ingenieros consultores C.A. Maracaibo - Venezuela.

MARTÍNEZ, Marcías. (2006) Diccionario de Gas Natural. Ingenieros consultores C.A. Maracaibo - Venezuela.

MAS Y RUBI, Lorena. Estudio de la red de transmisión de gas – tierra de PDVSA – Occidente (2007) Trabajo de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. División de Postgrado. Maracaibo - Venezuela.

PDVSA. Consultado de la world wide web: <http://www.pdvsa.com/>

POLIDUCTO. Consultado el día 6 de diciembre de 2010 por la world wide web :

<http://www.ucm.es/info/oplosim/poliducto.htm>

PROCESAMIENTO, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE GAS. Consultado el 16 de diciembre de 2012 por la world wide web:

<http://www.sener.gob.mx/res/403/Elaboraci%C3%B3n%20de%20Gas.pdf>

REDES DE SERVICIOS PÚBLICOS. Consultado el día 6 de diciembre de la world wide web:

<http://www.construdata.com/BancoMedios/Archivos/r132-5-1.htm>

QUAMI, Marielquis y VALDEZ Eliana. (2010). Determinación de las variables de control que se deben considerar en el proceso de llenado de un buque con propano refrigerado. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Barcelona - Venezuela.

ROSSI, Antonio. “Ya es récord el precio del gas importado por el Gobierno”. Clarin.com. 15/12/2012. Consultado el 21 de diciembre de 2012 por la world wide web:

http://www.clarin.com/politica/record-precio-gas-importado-Gobierno_0_829117240.html

SISTEMAS DE TUBERÍA PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NORMA ASME – B31-8. Edición de 1999 (Revisión de ASME B31.8–1995) CÓDIGO DE ASME PARA TUBERÍA A PRESIÓN, B.31 UN ESTÁNDAR NACIONAL ESTADOUNIDENSE

WOLMAN, David. GAS GOES SOLID. (2003) Consultado el 16 de diciembre de 2012 por la world wide web: <http://www.technologyreview.com/news/401887/gas-goes-solid/>