

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA
PLANTA DE REGASIFICACIÓN (GNL) EN COLOMBIA**

DANNY GUILLERMO CAÑAS ROJAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FSICIOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA
PLANTA DE REGASIFICACIÓN (GNL) EN COLOMBIA**

DANNY GUILLERMO CAÑAS ROJAS

Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Ingeniería de Gas

Director

RICARDO LIZARAZO SUÁREZ

Ingeniero Mecánico

Especialista en Gerencia de Proyectos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

A mi padre Guillermo y especialmente a mi madre Edilma que han dado todo su esfuerzo por sus hijos e inculcaron valores morales en mí que todos los días me ayudan a ser mejor persona.

A mi abuelo Marcos que sembró la semilla del estudio para sus hijos y nietos.

A María Mercedes Cáceres mi segunda madre por sus consejos tan sabios.

DANNY

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus sinceros agradecimientos a:

La escuela de ingeniería de petróleos de la UIS y sus respectivos profesores por su constante apoyo y por esforzarse constantemente en dar a sus estudiantes una formación excepcional y de calidad.

A la secretaria de posgrado de la escuela de petróleos de la UIS por su excelente trabajo y ayuda en las necesidades que regularmente se presentan durante la especialización.

Al ingeniero Ricardo Lizarazo de PROMIGAS por su desinteresada asesoría.

A los ingenieros Carlos Julio Cortes y Gerardo Duarte, de mi actual empresa U. T GIBRALTAR, por ayudarme en el desarrollo de mis estudios académicos, en medio de los que se niegan a ayudar a salir adelante a sus trabajadores.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. DESCRIPCIÓN DE LA MONOGRAFÍA	15
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
1.2 JUSTIFICACIÓN	15
1.3 OBJETIVOS	16
1.3.1 Objetivo general	16
1.3.2 Objetivos específicos	16
2. PANORAMA Y ANTECEDENTES DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	17
2.1 RESERVAS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.	17
2.2 DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.	18
2.3 CAMBIO CLIMÁTICOS.	19
2.4 ACCIONES DEL GOBIERNO NACIONAL.	20
2.5 ESTUDIOS SOBRE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.	22
3. MARCO TEÓRICO	24
3.1 LICUEFACCIÓN DEL GAS NATURAL	24
3.2 TRANSPORTE DE GNL	25
3.3 TERMINAL DE REGASIFICACIÓN	26
3.3.1 Brazos de descarga de GNL.	27
3.3.2 Tanque de almacenamiento de GNL	29
3.3.3 Compresor de gases de evaporación (boil off gas o BOG)	32
3.3.4 Recondensador de BOG	34
3.3.5 Bombas de baja y alta presión	36

3.3.6 Vaporizador de GNL	38
4. DISEÑO CONCEPTUAL DEL TERMINAL DE REGASIFICACIÓN	43
4.1 BRAZOS DE DESCARGA DE GNL	43
4.2 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GNL	45
4.2.1 Calculo dimensiones del tanque	45
4.2.2 Calculo del espesor de pared del tanque	46
4.2.3 Calculo del espesor del aislante del tanque	48
4.3 COMPRESOR DE BOIL OFF GAS (BOG)	52
4.4 RECONDENSADOR DE BOIL OFF GAS (BOG)	55
4.5 BOMBAS DE BAJA Y ALTA PRESIÓN (PRIMARIA Y SECUNDARIA)	57
4.5.1 Bomba de baja presión	57
4.5.2 Bomba de alta presión	58
4.6 VAPORIZADOR DE GNL	59
4.6.1 Calculo del flujo de calor necesario a transferir al gnl (Q total)	60
4.6.2 Calculo del flujo másico de agua necesario que aporte el Q total	61
4.6.3 Calculo del coeficiente global de transferencia de calor (U)	62
4.6.4. Cálculo de la diferencia de temperatura media logarítmica (ΔT_{ln})	63
4.6.5 Calculo del área de intercambio de calor útil para vaporizar el GNL	64
4.6.6. Calculo del número de tubos del vaporizador	64
5. ESTIMACIÓN DE COSTOS	66
5.1 COSTO DE EQUIPOS PRINCIPALES DEL TERMINAL DE REGASIFICACIÓN	66
5.2 COSTO DE OPERACIÓN ANUAL DEL TERMINAL DE REGASIFICACIÓN	67
6. CONCLUSIONES	69
7. RECOMENDACIONES	70
BIBLIOGRAFIA	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Relación reserva-producción de gas natural en Colombia.	18
Figura 2. Balance de gas natural para Colombia.	19
Figura 3. Esquema general de un terminal de regasificación de GNL.	27
Figura 4. Brazos de descarga de GNL a tanques.	28
Figura 5. Tanque de almacenamiento de GNL de contención simple.	32
Figura 6. Compresor de boil off gas (BOG)	34
Figura 7. Esquema del recondensador con sus sistemas de control.	35
Figura 8. Bomba sumergible de GNL.	38
Figura 9. Vaporizador de tablero abierto (ORV)	42
Figura 10. Ambiente de simulación de DR-SIZE.	53
Figura 11. Resultados del simulador DR – SIZE.	55
Figura 12. Diagrama de flujo terminal de regasificación simulado en aspen HYSYS	62
Figura 13. Dirección de los fluidos en el tubo del vaporizador	64

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición de 3 tipos diferentes de GNL	45
Tabla 2. Presión promedio de diseño y operación de tanques de GNL	47
Tabla 3. Conductividad térmica y permeabilidad relativa de humedad de los principales aislantes térmicos para tanques de almacenamiento de GNL.	49
Tabla 4. Costos aproximados de capital del terminal de regasificación	66
Tabla 5. Costos de operación anual aproximados del terminal de regasificación	67

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN (GNL) EN COLOMBIA*.

AUTOR: DANNY GUILLERMO CAÑAS ROJAS**.

PALABRAS CLAVE: GNL, GAS NATURAL LICUADO, VAPORIZADOR, PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GNL, TERMINAL DE IMPORTACIÓN DE GNL.

DESCRIPCIÓN: El diseño conceptual del terminal de importación de gas natural licuado (GNL) de este trabajo se desarrolla por la necesidad que se presenta en el posible déficit de gas que Colombia podría experimentar próximamente. Inicialmente se presenta el estado actual y las condiciones bajo el cual se pueda dar este caso. Los estudios y pronósticos que el gobierno ha realizado respecto a este tema ayudan a soportar y justificar este trabajo.

Adicionalmente se analizan las condiciones generales de operación y diseño de cada uno de los equipos principales que componen un terminal de regasificación. Dichas condiciones están basadas en las experiencias y en la filosofía de operación de los terminales implementados muchos años atrás en diferentes países del mundo.

Posteriormente se presenta el diseño conceptual de los equipos principales del terminal, tomando como base de cálculo una capacidad del terminal para regasificar 400 MMSCFD. Dentro de este capítulo, los equipos de mayor relevancia, por la complejidad que representa su diseño, son el tanque de almacenamiento, cuya tecnología seleccionada fue un tanque de contención simple, y el segundo más importante, corresponde a la tecnología de regasificación, para la cual fue seleccionada, un vaporizador de tablero abierto (ORV). Para el diseño de este vaporizador se utilizó como herramienta la norma europea EN 1473 como condiciones base en la realización de los cálculos. Otra herramienta importante de apoyo utilizada en este trabajo, es el simulador de procesos Aspen HYSYS.

Finalmente y después de obtenido el dimensionamiento de los equipos del terminal, se presenta la estimación de costos de inversión de capital de este terminal (clase IV) y los costos anuales asociados a la operación del terminal, con el fin de conocer a nivel global (orden de magnitud) lo que podría costar la implementación de un proyecto de estas dimensiones en Colombia.

* Monografía de especialización

** Facultad de Ingeniería Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ricardo Lizarazo Suárez, Ingeniero Mecánico, Especialista en Gerencia de Proyectos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL FEASIBILITY STUDY FOR THE CONSTRUCTION OF REGASIFICATION PLANT (LNG) IN COLOMBIA*.

AUTHOR: DANNY GUILLERMO CAÑAS ROJAS**.

KEYWORDS: LNG LIQUEFIED NATURAL GAS, VAPORIZER, LNG REGASIFICATION PLANT, LNG IMPORT TERMINAL.

DESCRIPTION: The conceptual design of the liquefied natural gas (LNG) import terminal in this work is developed due to the possible shortage of natural gas that Colombia could experience in the near future. Initially, this work presents the conditions under which this shortage could exist and the current state of the art of LNG imports terminals. Different forecasts and studies carried out by the government about this topic help to support and justify this study.

This work also shows some general design and operating conditions of each of the main equipment in a regular regasification terminal. These conditions are based on experiences and operating philosophy in terminals implemented around the world.

Subsequently the conceptual design of the main equipment of the regasification terminal is presented. The calculation basis is a 400 MMSCFD regasification capacity. In this same chapter, the most important equipment in terms of the complexity of their design, are the LNG storage tank for which the selected technology was the single containment tank. The second most important is the vaporization system. In this case, the selected technology was the Open Rack Vaporizer (ORV). For this vaporizer design the British Standard EN 1473 was used as base conditions in the calculations. Another important support tool used in this work is Aspen HYSYS' process simulator.

Finally, after obtaining the sizing of the terminal equipment, the capital investment costs and annual operating expenditures associated to the use of such terminal are presented. The goal is to give a ballpark estimate of the magnitude of the costs needed to implement a LNG terminal of such dimensions.

* Monograph of specialization.

** Faculty of Physical – Chemical Engineering. School of petroleum Engineer. Director: Ricardo Lizarazo Suárez, Mechanical Engineer, Project Management Specialist.

INTRODUCCIÓN

La tecnología del gas natural licuado (GNL) a nivel mundial está muy bien desarrollada, puesto que para algunos países que no disponen de fuentes primarias para generación de energía, se convierte en una fuente de suministro más económica, ambientalmente amigable y menos riesgosa que otras fuentes tales como la energía nuclear (caso Japón); además, para los países que disponen de grandes reservas de gas natural, exportarlo generando rentabilidad económica, muy importante para su producto interno bruto. En países autosuficientes en el consumo de gas natural, como lo es Colombia, podría ser necesario implementar esta tecnología de importación de GNL, como estrategia para fortalecer la garantía de la disponibilidad de gas natural, ya que se estima (hecha por el gobierno Colombiano) que el balance entre la producción de gas y su consumo es igual a cero para el año 2018. Sumado a lo anterior, otra variable que consideró el gobierno, es el fenómeno que se presenta cada 4 o 5 años llamado “*El niño*”, el cual trae una sequía extrema, haciendo que las hidroeléctricas sean afectadas en su producción y por lo tanto se debe contar con una fuente de suministro de respaldo para garantizar que las termoeléctricas generen gran parte de la energía, que no es posible generar a través de las hidroeléctricas, durante los períodos en que se presenta el fenómeno del niño.

La importación de GNL requiere la implementación de una planta de regasificación, donde el GNL es recibido en fase líquida desde los buques metaneros hacia los tanques de almacenamiento. Posteriormente es vaporizado (llevado a su estado gaseoso) y finalmente entregado a la red nacional de transporte de gas natural, para los consumidores finales.

Este trabajo consiste en realizar el diseño conceptual de un terminal de importación de GNL, tomando como base, el caso y las condiciones actuales de Colombia. Como apoyo para el desarrollo de este diseño, se usaron softwares, manuales elaborados por expertos mundiales en el tema, normas, artículos y trabajos académicos especialmente desarrollados para casos de países que han implementado esta tecnología.

1. DESCRIPCIÓN DE LA MONOGRAFÍA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido al incremento del consumo de gas natural y a la falta de hallazgos de yacimientos de gas, el gobierno ha calculado que aproximadamente para el año 2017 se verá un déficit o racionamiento de gas. Adicionalmente se debe considerar los fenómenos naturales como lo son el fenómeno del niño, donde la sequía y falta de lluvias, perturban el funcionamiento normal de las hidroeléctricas, acarreando problemas financieros al sector eléctrico. La falta de abastecimiento de gas puede traer grandes pérdidas económicas para el país como para las industrias consumidoras de gas, sector vehicular y domiciliario. Esto llevó al gobierno nacional a dejar abierta la posibilidad de importar gas natural en barcos metaneros para posteriormente ser regasificado en puertos colombianos.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El posible racionamiento o déficit de gas que se pueda presentar en un futuro cercano, por falta de hallazgos de yacimientos de gas e incremento del consumo de gas, puede traer retrasos y pérdidas económicas para Colombia. Es evidente que las necesidades energéticas de un país deben estar cubiertas y garantizadas para que el funcionamiento normal y desarrollo de una comunidad siga en continuo crecimiento, por lo cual es importante plantear una alternativa de suministro energético que se pueda tener como recurso en el dado caso que se vean amenazadas las demandas energéticas de la nación. Por lo tanto, surge la necesidad de realizar este estudio que servirá como referencia o complemento

técnico en las actividades relacionadas con la industria del gas natural licuado y específicamente en el tema de terminales de regasificación.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general. Realizar un estudio de factibilidad técnica para la construcción de una planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) en Colombia, apoyado en simulación numérica, utilizando la herramienta Aspen HYSYS.

1.3.2 Objetivos específicos

- Describir el panorama colombiano y las condiciones actuales del país en cuanto al gas natural, que permitan justificar el desarrollo del diseño del terminal de importación de GNL.
- Proponer el diseño conceptual de los principales equipos de un terminal de importación de GNL bajo las condiciones Colombianas.
- Realizar una simulación en Aspen HYSYS, que sirva de apoyo para el diseño de la planta de regasificación en Colombia.
- Realizar un estudio preliminar de costos, que permita determinar precios aproximados de acuerdo a la configuración del terminal de regasificación propuesto.

2. PANORAMA Y ANTECEDENTES DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

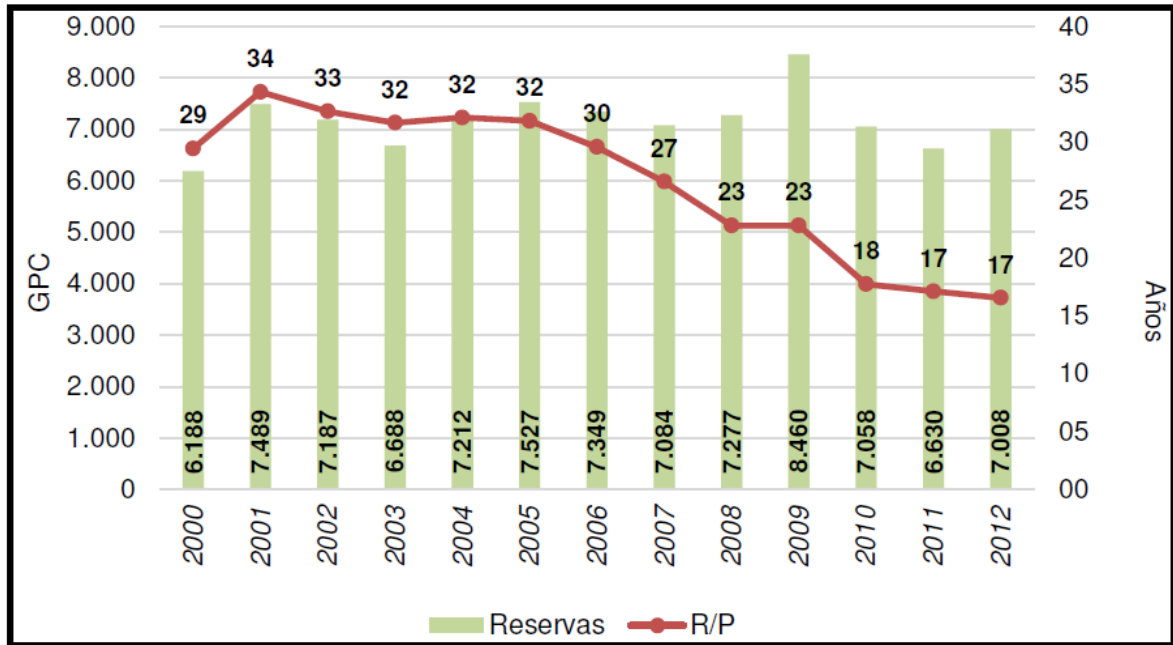
En el presente capítulo se mostrará rápidamente el contexto actual de Colombia en lo concerniente a las reservas de gas, la demanda y oferta del mismo y aquellos fenómenos que aportan incertidumbre en las garantías de aseguramiento de los recursos, tal como es el caso del fenómeno del niño. Finalizando el capítulo se muestra también un panorama regulatorio de impulso del gobierno para incentivar las importaciones de gas y una revisión del estado del arte en Colombia.

2.1 RESERVAS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.

Actualmente en Colombia las reservas de gas natural reportadas por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) a diciembre de 2012 fueron de 7,088 GPC de las cuales 5,727 GPC corresponden a reservas probadas de gas natural¹. Como se puede ver en la figura 1, aunque tuvo un leve incremento en el año 2012 es evidente que la relación reserva-producción R/P ha ido declinando, en los últimos años, lo que es un punto a tener en cuenta para el suministro de gas en Colombia en un futuro cercano.

¹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA (UPME). Plan de abastecimiento de gas natural. Documento de trabajo. Bogotá: Diciembre de 2013. 155 p.

Figura 1. Relación reserva-producción de gas natural en Colombia.



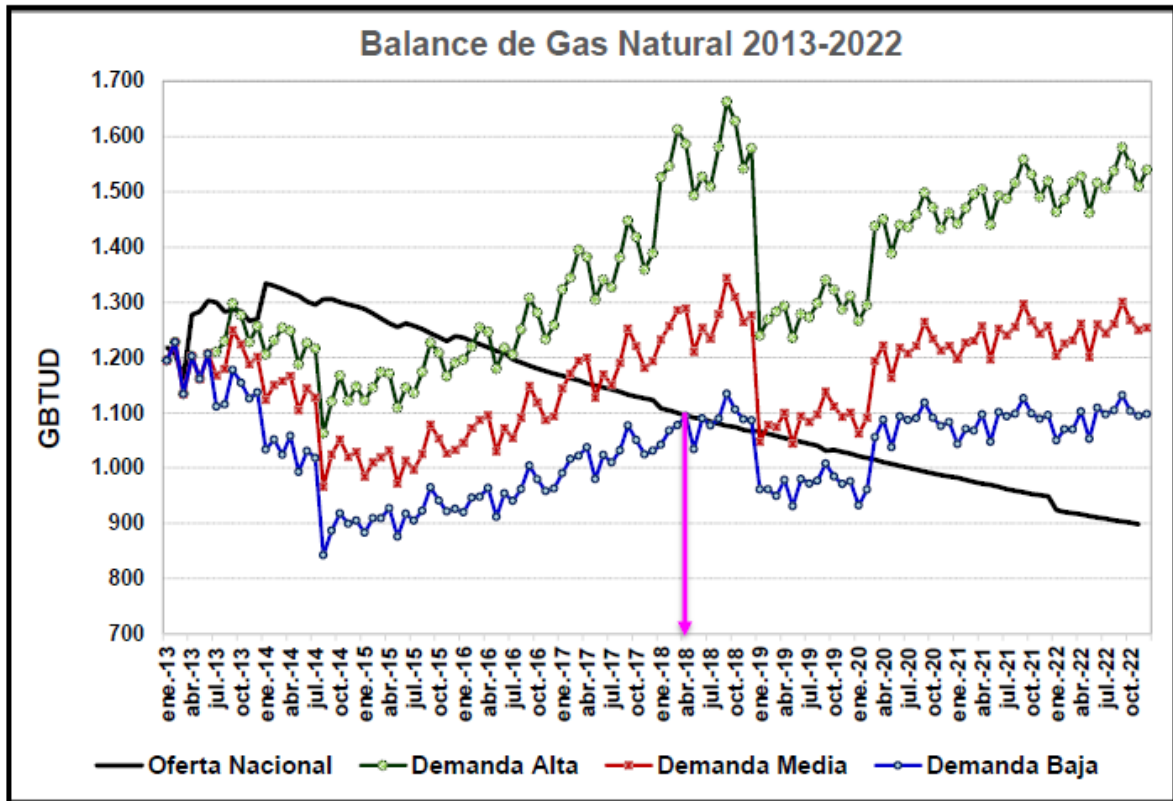
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

2.2 DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.

En los últimos años se han estudiado los tres escenarios principales de la demanda de gas natural en Colombia (escenario alto, medio y bajo), en los que en un escenario optimista, para mediados del año 2018 la demanda de gas será igual a la oferta de gas, es decir, que la cantidad de gas producido cubriría justamente la demanda de gas en Colombia. En la figura 2 la UPME presenta el balance de gas, haciendo una proyección hasta el año 2022, en donde se puede comparar la declinación de la oferta de gas y los tres escenarios propuestos². Esto representa otro punto crítico a ser considerado para las necesidades energéticas futuras de la nación. Cabe resaltar que la tendencia de los diferentes sectores consumidores de gas es a un constante crecimiento, lo que agiliza el agotamiento de las reservas.

² UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA (UPME). Análisis de oferta y demanda de gas natural en Colombia. Bogotá: Septiembre de 2013. 21 p.

Figura 2. Balance de gas natural para Colombia.



Fuente: Unidad de planeación minero energética (UPME).

2.3 CAMBIO CLIMÁTICOS.

El fenómeno del niño se presenta por calentamiento del océano pacifico ocasionando sequias extremas y ausencia de lluvias, afectando considerablemente las hidroeléctricas. Debido al no funcionamiento de las hidroeléctricas, las empresas termoeléctricas se ven obligadas a incrementar su capacidad de generación, aumentando su demanda de combustibles, priorizando el gobierno, el uso del gas para este sector. En años anteriores se ha presentado este fenómeno, produciendo problemas económicos y sociales debidos al racionamiento de gas al que experimentó el país. Según los expertos, este fenómeno se presenta cada 4 o 5

años y se espera que a mediados de junio de 2015 se presente nuevamente EL NIÑO en Colombia. Esto implica que la ocurrencia de este fenómeno para en 2015 acarrearía un riesgo de desabastecimiento de gas para los distintos sectores consumidores de gas.

Por otra parte, este fenómeno es bastante impredecible y se puede prever con poco tiempo de antelación, teniendo diferentes intensidades y tiempos de duración, así que sumado EL NIÑO con los altos costos de los combustibles líquidos comparados con el gas natural, también ayudarían que se presentara un racionamiento de gas en todo el territorio³.

2.4 ACCIONES DEL GOBIERNO NACIONAL.

Debido a las situaciones anteriormente mencionadas, el ministerio de minas y energía de Colombia ha dado algunos lineamientos de política sobre el manejo de la oferta y la demanda de gas, sacando el decreto 2100 de 2011 donde establece mecanismos para el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural, donde los puntos más relevantes son:

- Considerar el consumo interno como prioritario frente a las exportaciones.
- Las inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio.
- La posibilidad de autorizar inversiones en confiabilidad con una metodología que desarrollará la CREG.

Al mismo tiempo la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG- saca la resolución 054 de 2012 “Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad, se

³ LEDESMA, David. LNG supply options. Reporte para la comisión de regulación de energía y gas (CREG). South – Court Ltd. Energy & strategy Consultancy. Bogotá: Abril de 2013. 57 p.

fijan las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural”⁴.

Esto da paso a que el Gobierno nacional en su plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 definiera y estableciera los lineamientos de política centrados en el aseguramiento del abastecimiento en el mediano plazo y en la confiabilidad de la prestación del servicio. Para ello, promueve dos estrategias: a) profundizar en la promoción de la actividad exploratoria mediante la libertad de las exportaciones, las cuales obedecerán a criterios técnicos y transparentes que tengan en cuenta el abastecimiento interno; y b) crear un esquema que permita importar gas natural, para garantizar el abastecimiento interno, bajo el mecanismo más eficiente desde el punto de vista técnico y económico.

El esquema anteriormente mencionado, tiene que ver con incentivos que la CREG estableció en el 2013, para la ejecución de obras de infraestructura para la importación de gas natural licuado. Estos incentivos tienen que ver con la aceptación del gas importado como combustible de apoyo en las obligaciones que garantizan la disponibilidad de energía y también en la aprobación de un flujo de ingresos a los generadores termoeléctricos para financiar una porción máxima al 50% de los costos de esta infraestructura.

Debido a lo anteriormente dicho, se evidencia que las importaciones de gas natural licuado (GNL) ofrecen una solución de flexibilidad y pueden ser la solución a varios de los problemas de los sectores consumidores de gas en Colombia.

⁴ CONSORCIO ITANSUCA – FREYRE & ASOCIADOS. Definición de alternativas y metodología de remuneración. Informe preliminar preparado para: COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Convenio ANH-FEN No 01/07 de 2007. Bogotá: Mayo de 2010. 191p

2.5 ESTUDIOS SOBRE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.

Actualmente en Colombia no se encuentran estudios técnicos del diseño de plantas de regasificación y se ha investigado muy poco en el desarrollo de esta tecnología, lo cual se debe en parte a que no se había presentado la necesidad de buscar alternativas que garanticen el abastecimiento energético para el país.

En desarrollo a lo anterior y al contexto energético en el que se encuentra Colombia, se han realizado estudios de alternativas de desarrollo y aplicación de proyectos de inversión para un terminal de regasificación en Colombia, como es el caso del trabajo realizado ITANSUCA-FREYRE & ASOCIADOS (2010) donde estudia las alternativas de remuneración de acuerdo a la implementación de la tecnología más adecuada de regasificación, y también por LEDESMA en 2011, quien presenta alternativas para importar GNL y estudia las ventajas y desventajas de cada una de esas alternativas, llegando a la conclusión que la implementación temporal de una unidad de almacenamiento y regasificación flotante (FSRU) es la mejor opción para Colombia. Esta tecnología consiste en que el almacenamiento de GNL y su regasificación se llevan a cabo sobre el mismo barco.

Al igual que LEDESMA, el departamento nacional de planeación (DNP) en 2012 realiza un estudio de localización, evaluación e implementación de un terminal de regasificación de GNL en Colombia donde considera criterios ambientales, escenarios, análisis económicos y contratos de compra, llegando a la conclusión que el mejor sitio para instalar una planta de este tipo es en la bahía de Cartagena. Al mismo tiempo, el ministerio de minas y energía de Colombia en 2013, emite un reglamento técnico no oficial a la fecha, aplicable a plantas de licuefacción y de regasificación de gas natural licuado (GNL)⁵.

⁵ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA República de Colombia. Reglamento técnico aplicable a plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado. Documento de socialización y comentarios. Bogotá: Abril de 2013. 125 p.

Este reglamento se basa fundamentalmente en la estructura de la norma NFPA 59 A y es revisada por el consejo nacional de operación de gas natural (CNO gas).

Estudios más generales se han desarrollado sobre la cadena de GNL, como lo hicieron Tapias y Anaya en la revista publicada en 2010 de la Corporación CDT del Gas donde presentan la cadena de valor y el estado del arte para la metrología del GNL⁶. Así mismo lo hizo OSORIO en 2012 donde también estudia los factores que afectan la dinámica de proyectos de inversión de GNL por medio de un modelo propuesto⁷.

Por lo anterior y como se puede observar, no hay estudios técnicos publicados de implementación de terminales de regasificación de GNL en Colombia, sin embargo actualmente en Colombia se está llevando a cabo un proyecto de importación de GNL para ser instalado en el puerto de Mamonal en Cartagena en el cual se planea regasificar alrededor de 400 MMSCFD para ingresarlos al sistema nacional de transporte y enviarlos principalmente a las termoeléctricas con el fin de utilizar el gas como alternativa para generar energía eléctrica durante las épocas en que se presente el fenómeno del niño, evento que sucedió en el pasado y causó gran impacto negativo en la economía global del país

Por último, en los siguientes capítulos se mostrará más detalladamente la cadena de valor del GNL y se establecerán los criterios para el diseño de una planta de importación de GNL, lo cual aportará en el enriquecimiento de la bibliografía en Colombia en cuanto a esta nueva tecnología que llegará al país.

⁶ TAPIAS, Erik S. ANAYA, Raúl A. Gas natural licuado: Alternativas de abastecimiento para Colombia y estado del arte de su metrología. EN: Metrología & fluidos. Ciencia Tecnología e Innovación. No 3, (2010); p. 24 – 31.

⁷ OSORIO, Sebastián. Expansión de capacidad en la industria de gas natural licuado (GNL). Medellín, 2013, 115 p. Trabajo de grado (Master en Ingeniería de Sistemas). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Escuela de Sistemas.

3. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se mostrará rápidamente las generalidades y conceptos básicos de lo que corresponde a toda la cadena de valor de gas natural licuado (GNL) y cada una de las etapas desde que el gas natural es extraído hasta el consumidor final, haciendo énfasis en los equipos que componen el terminal de recibo y regasificación de GNL.

3.1 LICUEFACCIÓN DEL GAS NATURAL⁸

Como todo proceso, la materia prima a ser utilizada debe cumplir con requisitos mínimos de calidad. En el caso específico del proceso de licuefacción, el gas natural es sometido a la extracción de elementos contaminantes o indeseables como: extracción de hidrocarburos pesados en fase líquida, agua, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y mercurio.

Los hidrocarburos pesados y el agua, en razón a las temperaturas criogénicas requeridas para licuar el gas natural (-160 °C) producirían hidratos o congelamiento obstruyendo la tubería; por otra parte, elementos contaminantes tales como el mercurio, atacarían las tuberías de aluminio presentes en los intercambiadores de calor.

Posterior a este tratamiento y procesamiento, el gas queda listo para ser licuado. El metano como principal componente del gas, no puede ser licuado por el incremento

⁸ ARENAS MANTILLA, Oscar Armando y SARMIENTO VARELA, Dayana Veatriz. Estudio de prefactibilidad técnico-económica para la implementación de un proyecto de producción y exportación de gas natural Licuado – GNL en Colombia. Bucaramanga, 2004, 316 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

de presión solamente, éste puede ser licuado por debajo de $-166\text{ }^{\circ}\text{F}$ y a alta presión. La licuefacción involucra el proceso criogénico de enfriamiento del gas $-260\text{ }^{\circ}\text{F}$ ($-160\text{ }^{\circ}\text{C}$) para que pueda ser llevado a fase líquida a presiones atmosféricas, de manera que pueda ser almacenado en tanques aislados, especialmente diseñados para soportar temperaturas criogénicas y evitar al máximo el intercambio de calor entre el ambiente y el GNL almacenado en el tanque, mediante un sistema de aislamiento térmico.

Uno de los principales beneficios de la licuefacción es la reducción de volumen en 600 veces, es decir que un pie cúbico de gas a condiciones normales, ocupa 600 veces su volumen, comparada con su estado en fase líquida.

Para llevar a cabo el enfriamiento, los principales métodos de refrigeración más utilizados en la actualidad a nivel mundial son: Refrigeración en cascada, refrigeración con mezcla de refrigerantes, ciclo APCI, ciclo de Pritchard y Ciclo expansor.

3.2 TRANSPORTE DE GNL⁹

En cuanto al transporte marítimo de GNL, este se transporta a presión atmosférica en buques especialmente contruidos con casco doble y se mantiene a su temperatura $-260\text{ }^{\circ}\text{F}$ a lo largo de toda la navegación. Las dimensiones de los buques son aproximadamente de 130 m a 300 m de longitud donde la capacidad límites de carga es 30.000 m^3 a 265.000 m^3 . Actualmente se encuentran en servicio más de 120 buques de GNL en el mundo teniendo antecedentes de seguridad ejemplares, ya que el diseño de ingeniería en materia de seguridad es de gran

⁹ CALLE, M. A. Utilización del gas natural y el gas natural licuado. Cuarta Edición., U VIRTUAL Centro de excelencia, Santa Cruz – Bolivia 2012. 113p.

importancia. El sistema de contención a bordo, almacena el GNL bajo presión atmosférica y a temperatura de -256°F (-160 °C).

Los sistemas más utilizados de contención actuales para buques de GNL son los diseños esféricos (Moss) que son los más comúnmente identificados como buques de GNL debido a que las cubiertas de dichos tanques son visibles, el diseño de membrana que corresponden a los buques que poseen una membrana de acero corrugado y expandible y se componen de un contenedor primario, uno secundario y mayor cantidad de aislante y los menos utilizados que son los de diseño de prisma que tienen estructura de auto sostén.

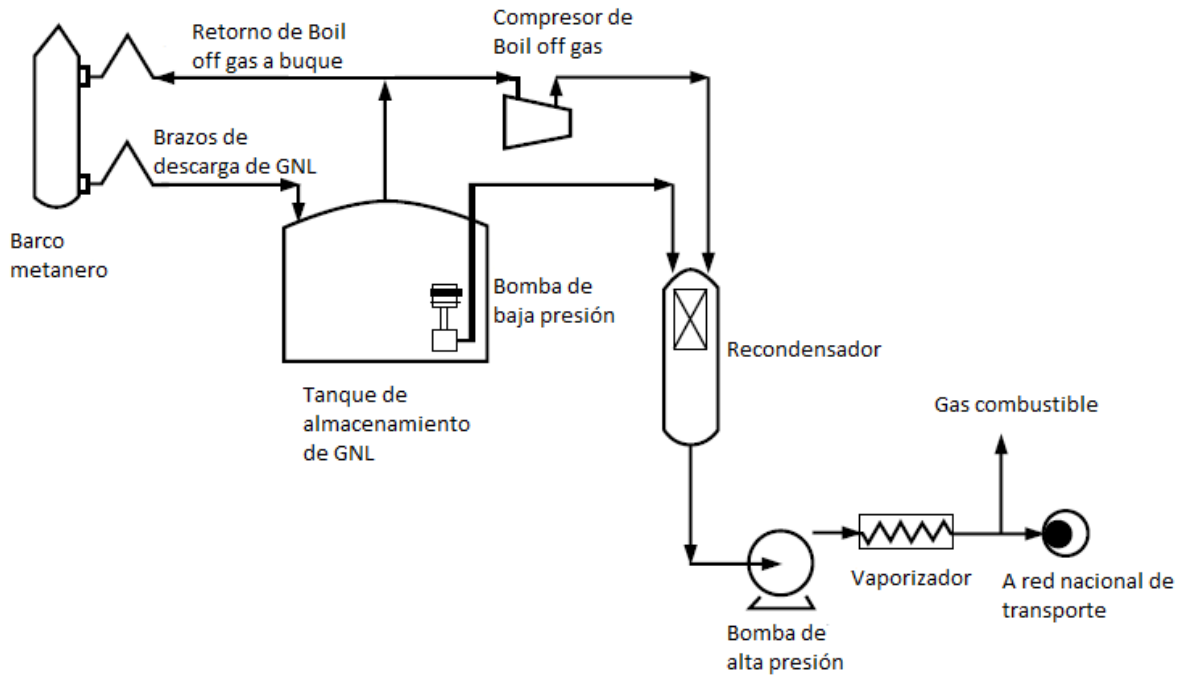
3.3 TERMINAL DE REGASIFICACIÓN¹⁰

Los terminales de recibo de GNL o los terminales de regasificación de GNL son el último paso en la cadena del gas natural licuado y el punto de entrega del gas al sistema de transporte para ser entregado al consumidor final. Los principales elementos que componen un terminal de regasificación se muestran en la figura 3 y se describen a continuación:

- Brazos de descarga de GNL (Jetty)
- Tanques de almacenamiento
- Compresor de gases evaporados (boil off gas o BOG)
- Recondensador de BOG
- Bombas primarias y secundarias de baja y alta presión respectivamente
- Vaporizador de GNL

¹⁰ TUSIANI, Michael. SHEARER, Gordon. LNG: A nontechnical guide. Pennwell Corporation. Primera edición, Tulsa, Oklahoma – 2007. 436 p.

Figura 3. Esquema general de un terminal de regasificación de GNL.



Fuente: Tusiani & Shearer. LNG: A nontechnical guide. Tomado de: M.W. Kellog.

3.3.1 Brazos de descarga de GNL. El terminal de regasificación comienza con las facilidades marinas (Jetty), donde el barco se conecta por medio de unos brazos articulados (manifold de descarga) a las líneas de descarga del terminal, con el fin de transferir el GNL a los tanques de almacenamiento utilizando una bomba dentro del tanque del barco. Estos brazos están equipados con sistemas de control que se desconectan rápidamente en caso de emergencia. Generalmente se tienen varias líneas de descarga de GNL y se tiene una para retorno del gas evaporado al barco, por ganancia de calor con el medio ambiente durante la descarga. El fin de retornar este vapor es mantener una presión constante positiva entre el tanque de almacenamiento del metanero y el terminal, para así garantizar flujo constante de GNL y evitando formación de vacío. Las líneas de los brazos de descarga están diseñadas con materiales de aluminio que resisten las bajas temperaturas y se enfrían gradualmente, junto con el manifold del metanero hasta que alcance -162°C para proceder con el descargue.

Las instalaciones se diseñan para un caudal máximo de descarga por cada línea. Un valor promedio de referencia más frecuente en los terminales en el mundo es de 12000 m³/h a través de brazos de descarga de 16" de diámetro, tardando entre 12 y 14 horas para descargar una carga de 145000 m³ aproximadamente¹¹.

Durante la descarga del GNL la presión en el tanque de almacenamiento se mantiene entre 200 y 250 mbar con el fin de reducir la formación del boil off gas (BOG). Para esto se utiliza el BOG generado durante la descarga de GNL, que parte se envía, como se dijo anteriormente para el barco y otra para el tanque de almacenamiento.

Finalmente, cuando se termina la descarga de GNL, los brazos de descarga son purgados con nitrógeno. La figura 4 ilustra los brazos de descarga típicos del terminal de recibo de GNL.

Figura 4. Brazos de descarga de GNL a tanques.



Fuente: Institute of Chemical Engineer.

¹¹ CUEVAS, Alejandro. DEL CASTILLO, Guillermo. RIVERA, Jorge. Instalaciones portuarias: Terminal de descarga de gas natural licuado. Santiago de Chile, 2008, 44 p. Taller de diseño mecánico. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica.

3.3.2 Tanque de almacenamiento de GNL¹². El GNL se almacena a -162 °C (-256 °F) a presión atmosférica y los tanques son diseñados especialmente para soportar temperaturas criogénicas. Los tanques utilizados para almacenar el GNL después de su proceso de licuefacción son idénticos a los utilizados en los terminales de recibo de GNL. El típico tanque de GNL, es de doble pared: una pared externa de cemento armado, recubierto con acero al carbono, y una pared interna de acero niquelado al 9%. Los tanques de almacenamiento del GNL tienen capacidades desde los 50,000 m³ hasta más de 200,000 m³ y diámetros del orden de 60 a más 70 metros, siendo estos últimos y los de mayores capacidades, los más utilizados para ser instalados bajo tierra (enterrados). También tienen recubrimiento térmico para minimizar la ganancia de calor del medio ambiente para reducir las pérdidas por boil off. El promedio de evaporación de un tanque típico de almacenamiento de GNL es de 0,05 % en volumen por día. Generalmente la capacidad del tanque es diseñada de acuerdo a la aplicación y de las especificaciones del proyecto, depende también de la ubicación del tanque, condiciones del lugar, criterios de diseño, códigos, regulaciones, requisitos ambientales y consideraciones geológicas, siendo la seguridad, la consideración de diseño primaria al construir estos tanques, los cuales se diseñan para soportar sismos, terremotos y fuertes vientos.

Existen dos configuraciones diferentes de instalación de los tanques, enterrados bajo tierra y en superficie. Los primeros se instalan enterrados y son generalmente de alta capacidad y los más utilizados para esta aplicación son los tanques de membrana y tienen las siguientes características:

- Tanques de membrana: Estos se entierran completamente bajo tierra quedando el techo sobre la superficie. Se fabrican con una membrana de acero inoxidable, soportados con aislantes de espuma de poliuretano. El techos tiene forma de dome hecho de acero al carbón colocado por encima de un cuello suspendido

¹² MOKHATAB, Saeid. MAK, John. VALAPPIL, Jaleel. WOOD, David. Handbook of liquefied natural gas. Gulf Professional Publishing. First edition. Oxford – 2014. 567 p.

aislado de fibra de vidrio. También tienen una segunda capa de concreto reforzado.

Los tanques instalados en superficie tienen dos capas de contención. La primera está en contacto con el GNL y la segunda capa sirve como contenedor en caso de falla del primer tanque. También se aíslan para evitar pérdidas por evaporación. Los principales tanques utilizados en terminales de GNL sobre superficie son:

- Tanques de contención Sencilla: Es un sistema de contención compuesto por un tanque interno y otro externo. En cuanto al almacenamiento del GNL, el diseño de ingeniería requiere que únicamente el tanque interno llene los requisitos de ductilidad a temperaturas bajas, es decir, aleaciones de acero al níquel 9%. El tanque externo se fabrica de acero al carbón, el cual sostiene el material aislante (usualmente perlita) entre las dos paredes.

Se fabrica con un muro de concreto reforzado que actúa como dique en caso de derrame pero no retiene vapores producidos. La figura 5 presenta uno de estos tanques de almacenamiento de GNL de contención simple o sencilla.

- Tanques de contención doble: Se construye con el fin de que, tanto el tanque interior como el tanque exterior tengan capacidad independiente para contener el líquido refrigerado. El tanque interior contiene el GNL bajo condiciones normales de operación, mientras que el tanque exterior sirve para contener cualquier derrame de GNL proveniente del tanque interior, así como el gas vaporizado. En este diseño se ahorra espacio debido a que no se necesita construir dique.
- Tanques de contención completa: Son similares a los tanques de contención doble, y fueron diseñados para que, tanto el tanque interior como el exterior tuvieran capacidad para contener el GNL almacenado. El tanque externo apoya el techo exterior y lo soporta y tiene como objeto la contención de GNL. Estos

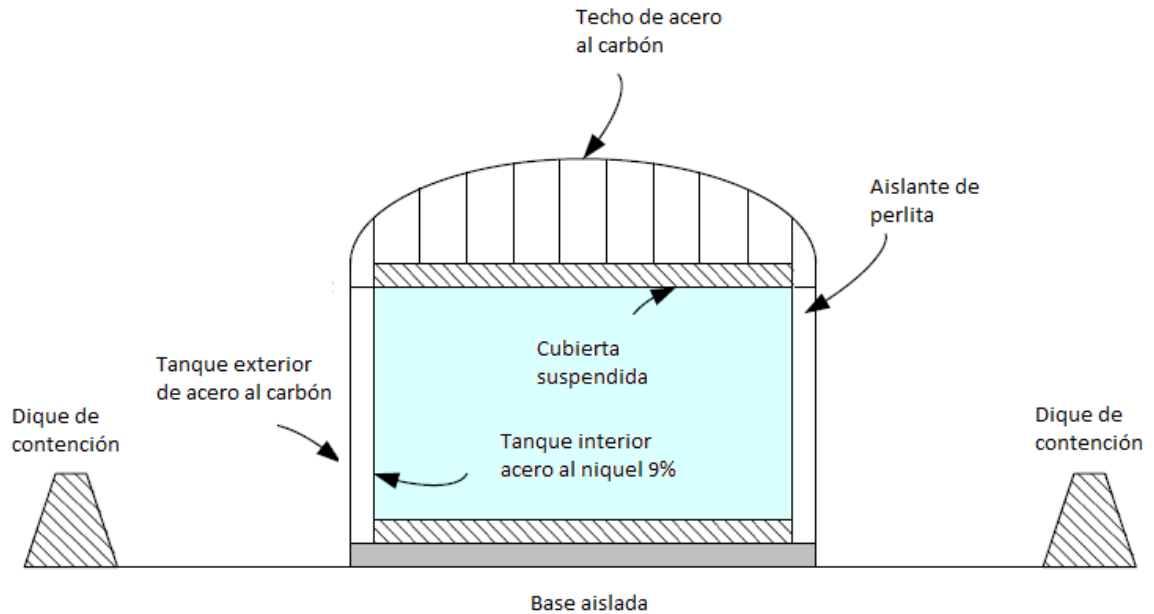
tanques son menos susceptibles a daños causados por fuerzas externas, y los que se construyen con paredes y techos de concreto reforzado.

Existen consideraciones que se deben tener en cuenta durante el diseño y la operación de los tanques, unas de estas son:

- Durante la operación de los tanques de almacenamiento se puede presentar el fenómeno del rollover, que consiste en una estatificación de capas del líquido, donde unas capas se hacen más pesadas que las otras debido a los cambios de densidad del líquido que varía con el tiempo, por evaporación de componentes como el nitrógeno y el metano y la aportación de calor del exterior, favoreciendo así el aumento del BOG en menos tiempo. Para solucionar esta condición, los tanques tienen entrada de GNL por el fondo y por la parte de encima. Cuando el GNL descargado es más liviano que el GNL existente en el tanque, se debe descargar por la parte de abajo, mientras que si el GNL a descargar es más pesado que el GNL en el tanque se debe descargar por la parte de encima. De esta forma se evita la estratificación de capas, disminuyendo así la velocidad de evaporación del GNL.
- El control de la presión de operación del tanque es un factor clave en la seguridad. Para esto el tanque debe tener sistemas de protección para la formación de vacío, al igual, que tiene válvulas de seguridad en caso de una sobrepresión brusca. También tiene boquillas de entrada de líquido, para inyectar GNL o nitrógeno durante el arranque y puesta en marcha del tanque.
- El tema de capacidad de la planta juega un papel importante a considerar, ya que el tanque debe tener suficiente capacidad de almacenamiento para recibir una carga equivalente de GNL por parte de los barcos. También se debe considerar los retrasos en la navegación del barco. Al mismo tiempo, los cambios

y pico en las entregas de gas al sistema nacional, puede determinar si se debe colocar tanques adicionales como soporte para la confiabilidad.

Figura 5. Tanque de almacenamiento de GNL de contención simple.



Fuente: Mokhtab, Saeid. Handbook of liquefied Natural Gas, 2014.

3.3.3 Compresor de gases de evaporación (boil off gas o BOG). Debido al aporte de calor del medio ambiente hacia las paredes de los diferentes equipos del terminal y al calor aportado por las bombas, se produce evaporación del GNL y se le conoce como gas boil off (BOG). Actualmente en los terminales de regasificación en el mundo, el manejo del BOG se realiza por medio de un recondensador, donde al ser mezclado con una masa muy grande de GNL se relicua para poder ser recuperado. El orden de prioridad para darle manejos al BOG, dependiendo del caso, es el siguiente¹³:

- Vapor de retorno al buque durante la descarga del GNL.
- Retorno de vapor al compresor de BOG para ser enviado al recondensador.

¹³ TARAKAD, Ram R. LNG receiving and regasification terminals. Zeus Development Corporation. Edición revisada. Houston, Texas – 2003. 120 p.

- Retorno de vapor al compresor de BOG para ser utilizado como gas combustible.
- Vapor inyectado a la red principal de gas.
- Vapor enviado a quema.
- Vapor enviado a la atmosfera.

Las principales fuentes de BOG son:

- Pérdidas durante la descarga GNL desde barcos hacia los brazos
- Perdidas por almacenamiento del GNL en los tanques.
- Aporte de calor de las bombas de GNL de alta y baja presión.
- Presión de operación en los tanques de almacenamiento de GNL.
- Caída de presión barométrica.

La composición del BOG es principalmente metano y nitrógeno, ya que termodinámicamente son los componentes más livianos, siendo el metano ligeramente más pesado que el nitrógeno. Tiene una composición promedio de la corriente total de BOG de 30% nitrógeno y 70% metano. Como se dijo anteriormente, el manejo que actualmente se le da al BOG es enviarlo por medio de un compresor al relicuador para mezclarlo con el GNL y volverlo nuevamente a estado líquido.

El diseño y la configuración del compresor son de gran importancia y tiene consideraciones importantes, ya que debe cumplir con parámetros operativos, tales como el modo de operación de la planta. Si la planta está en modo descargue de GNL hacia los tanques, la producción de BOG es más alta que en modo sin descarga, así que los compresores deben tener la capacidad de ajustarse a la carga de producción de BOG y ser capaz de operar a 25%, 50%, 75% y 100% de su capacidad nominal. Si el terminal está en modo sin descargue de GNL, solo se produce BOG por parte del tanque, así que se necesita la capacidad mínima.

Los compresores toman el BOG de la presión de los tanques y lo descarga hacia el recondensador a una presión entre 6 y 8 bar. También se debe considerar los

materiales de diseño del compresor ya que las temperaturas de succión del compresor están por el orden de -80°C . Los compresores más usados son los compresores reciprocantes que se ajustan bien para el manejo de distintas cargas de BOG, pero cuando las cargas de BOG son suficientemente grandes, los más apropiados son los centrífugos. La figura 6 muestra un compresor reciprocante de BOG después de varios meses en servicio¹⁴.

Figura 6. Compresor de boil off gas (BOG)



Fuente: Ernst, Peter. Sulzer-Burckhardt Ltd.

3.3.4 Recondensador de BOG¹⁵. La bomba de baja presión, toma el GNL del tanque de almacenamiento y lo bombea hacia el recondensador (recipiente vertical) a una presión de operación de 7 bar aproximadamente. La bomba garantiza flujo en el recondensador, para mantener el GNL por encima de la presión de burbuja. El

¹⁴ ERNST, Peter. The LNG BOG Labrynth – Piston compressor with flexible capacity control. Sulzer – Burckhardt Ltd. Switzerland, Technical review 4/98.

¹⁵ TARAKAD, Ram R. LNG receiving and regasification terminals. Zeus Development Corporation. Edición revisada. Houston, Texas – 2003. 120 p

objetivo del recondensador es almacenar el GNL sub-enfriado para ser mezclado con el BOG enviado por el compresor. Su capacidad de absorber el BOG, permite recondensarlo y así recuperarlo. Cada kilogramo de GNL sub-enfriado, tiene la capacidad de absorber 0,1 Kg de BOG. Así que si se mezclan 1000 Kg/h de GNL en el recondensador, este tiene la capacidad de licuar 100 Kg/h de BOG.

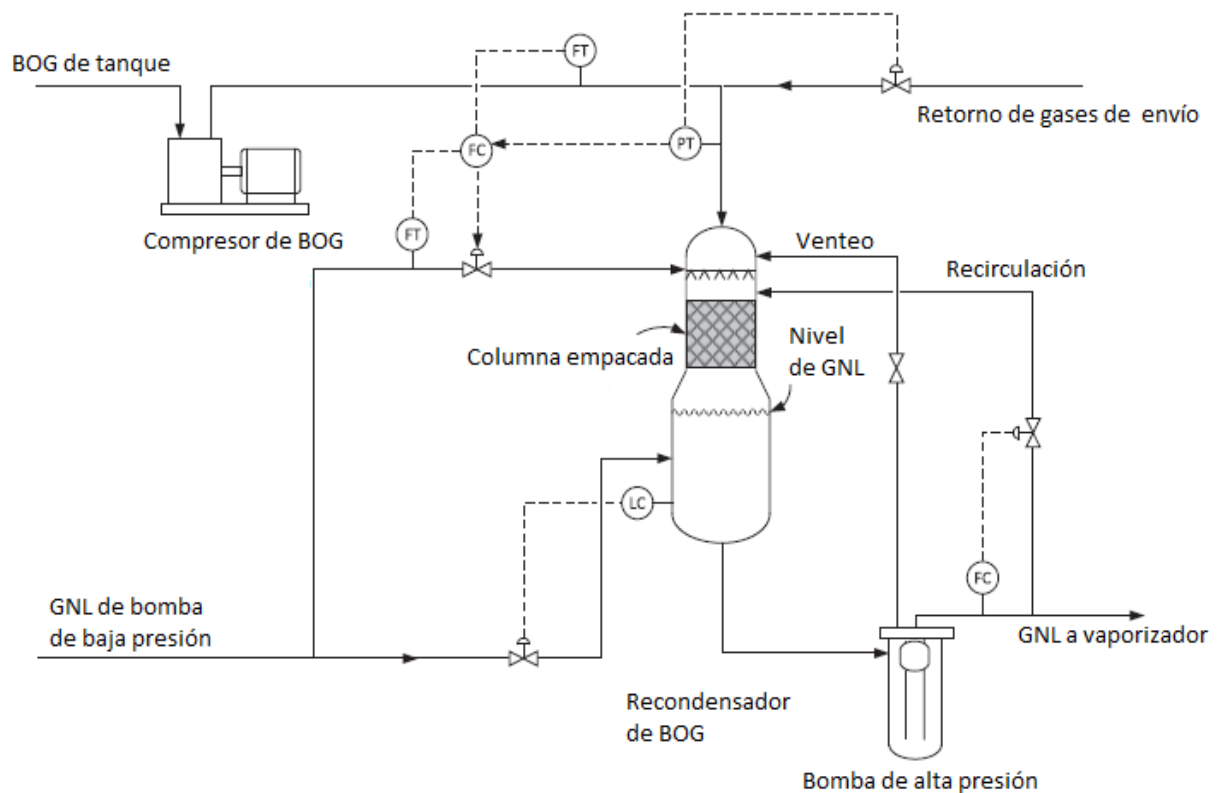
La segunda aplicación importante del recondensador es mantener un suministro estable de GNL para la bomba de alta presión, que bombea el GNL hacia los vaporizadores.

El recondensador BOG se diseña con una sección empacada para facilitar el contacto entre el vapor y el líquido. También se diseña con sistemas de control que aseguren un flujo constante de GNL para la bomba de alta presión. Algunos de los criterios de diseño del control del recondensador son:

- El flujo de líquido es controlado de acuerdo al flujo de BOG.
- El nivel de líquido es controlado de la sección más baja del recondensador, para garantizar suficiente cantidad de GNL para la bomba de alta presión. Al mismo tiempo garantiza que la sección superior del recondensador quede libre para la sección de contacto para el intercambio de calor entre el GNL y el BOG.
- Línea de retorno de GNL de la bomba de alta presión al recondensador.
- La bomba de alta presión, debe tener venteos, que descargan al recondensador para volver a ser licuados.
- Línea de retorno de vapores de envío de la red

La figura 7 muestra un esquema del recondensador con los principales sistemas de control.

Figura 7. Esquema del recondensador con sus sistemas de control.



Fuente: Mokhatab, Saeid. Handbook of liquefied Natural Gas. **Tomado de:** Fluor®

3.3.5 Bombas de baja y alta presión. Una vez el terminal está operando, las bombas criogénicas al interior del tanque bombean el GNL hacia el recondensador. A esta etapa se le llama bombeo primario (de baja presión), que posteriormente almacenado el GNL en el recondensador, es complementado por un bombeo secundario (de alta presión), cuya presión es elevada hasta la presión deseada o hasta la presión a la cual está el gasoducto, para posteriormente ser regasificado e inyectado al sistema nacional de transporte. El material más utilizado en la construcción de las bombas de GNL es de aleaciones de Aluminio.

Bomba de baja presión: Esta es instalada verticalmente dentro del tanque y está diseñada, para elevar la presión desde la presión del tanque hasta 7 bar aproximadamente, presión a la cual se encuentra el recondensador. El GNL es un buen dieléctrico y al mismo tiempo actúa como refrigerante y lubricante, así que es

posible sumergir el motor eléctrico en el tanque. Este arreglo también elimina la necesidad de utilizar sellos entre el motor y la bomba. Otra ventaja de las bombas sumergidas en GNL, es que al no estar expuesta al oxígeno, se evitan problemas de corrosión y riesgos de fuego o explosión.

Otra función importante de la bomba de baja presión es recircular el GNL, hacia los brazos de descarga, con el fin de mantener frías las líneas durante el tiempo que el terminal no recibe GNL en los tanques. También se recircular el GNL hacia los tanques para evitar la estratificación de capas o rollover.

En cuanto al caudal de diseño, se debe tener en cuenta el caudal de la bomba de alta presión ya que están directamente relacionados.

Al final de esta sección se muestra la figura 8 donde se puede ver una bomba de baja presión sumergible en proceso de instalación.

Bomba de alta presión: Esta bomba toma el GNL del recondensador entre 7 y 8 bar y lo eleva hasta la presión requerida, que usualmente esta por el orden de 80 bar (presión a la que se encuentra la red de gas). La bomba de alta presión tiene un depósito de venteo, que ayuda a controlar la presión de la bomba y está conectada a una línea de ventilación que va directamente al recondensador para ser licuado nuevamente. El caudal de esta bomba, como se dijo anteriormente, debe estar en concordancia con el caudal de la bomba de baja presión, ya que se complementan para realizar el envío del GNL al vaporizador.

Para el diseño de la bomba se debe considerar puntos, tales como las condiciones de operación mínimas y máximas, al igual que condiciones de arranque y cierre de planta, ya que estos estados de operación de la planta, cambia los flujos de operación de las bombas. Este tipo de bombas, al igual que las de baja presión se

construyen con aleaciones de aluminio y operan con motor sumergible, facilitando su operación¹⁶.

Figura 8. Bomba sumergible de GNL.



Fuente: Ebara International.

3.3.6 Vaporizador de GNL. El vaporizador de GNL es un intercambiador de calor que transforma el GNL de estado líquido a estado gaseoso por medio de un aporte de calor, para ser enviado a red nacional de transporte, listo para su consumo. La regasificación se realiza a alta presión (entre 70 y 80 bar aproximadamente), debido

¹⁶ SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEER. Design considerations for an LNG receiving terminal. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver: Octubre de 2003, 9 p.

a que si se desea inyectar a la red, cuya presión es elevada, es fácil ver que es más sencillo elevarle la presión a un líquido, que a un gas, esto hablando en términos de energía.

En la actualidad, se usan varias fuentes de energía, como suministro para vaporizar el GNL, estas son:

- Agua de mar a temperatura ambiente.
- Combustión de una porción de gas natural.
- BOG obtenido de la operación del mismo terminal.
- Aire a condiciones ambientales.

En cuanto a las tecnologías de vaporización de GNL las más utilizadas son¹⁷:

- Vaporizador de tablero abierto (Open rack Vaporizer ORV): Este está construido por paneles verticales de tubos aleteados, fabricados de aleaciones de aluminio, por donde en su interior, entra el GNL en fase líquida, de abajo hacia arriba, calentado a lo largo de su recorrido por una cortina de agua de mar. Esta agua, es de especial manejo, ya que primero, el vaporizador debe ser diseñado para que la caída de temperatura sea de 5 °C aproximadamente (este valor viene dado generalmente por regulaciones ambientales) y segundo el agua debe tener tratamiento químico para evitar incrustaciones y posible crecimiento marino dentro de los tubos. También se debe considerar, las condiciones de descarga del agua de mar, ya que puede causar ambientalmente impactos negativos. Para mitigar esto, el agua de descarga, es calentada con un fluido intermedio antes de ser enviada de nuevo al mar. Estos vaporizadores generalmente son más costosos y requieren mayor área superficial de trabajo, comparado con las otras tecnologías, pero son de fácil mantenimiento y operación, y pueden manejar capacidades altas. En la figura 9 se puede ver dos de estos vaporizadores de tablero abierto, manteniendo uno de estos como back up.

¹⁷ OREGON LNG IMPORT TERMINAL. Vaporizer alternatives study. CH IV International Document 07902 – TS – 000 – 107. Houston: Diciembre de 2007. 27 p.

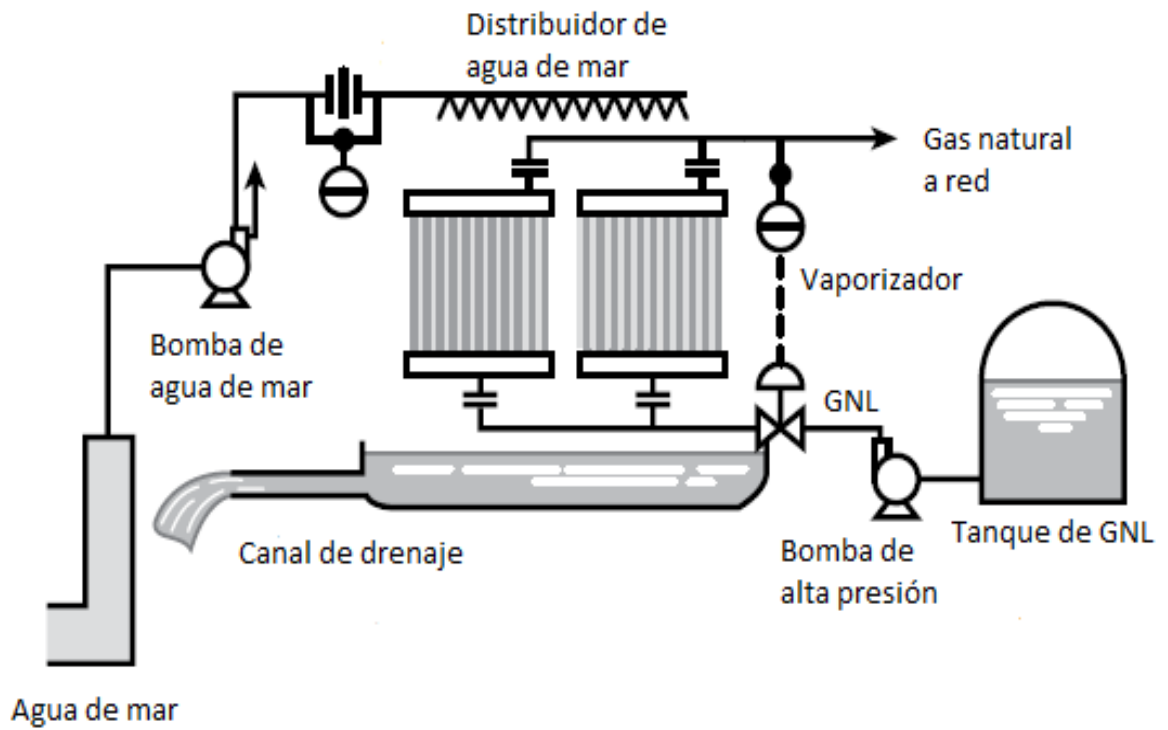
- Vaporizador de combustión sumergida (Submerged Combustión Vaporizer SCV): En este vaporizador, el GNL va dentro de tubos de acero inoxidable, sumergidos en un baño de agua calentada por la combustión de gas natural. El consumo de gas es significativo, lo que aumenta los costos de operación, estando por el orden de 1,5% a 2,5% del total del gas vaporizado. Tiene ventajas como es: el fácil arranque y cierre de operación, no tiene descargas de agua, alta eficiencia térmica (reduce espacio requerido de transferencia de calor), pero posee desventajas como el aporte de emisiones de gases de combustión y sistemas de control mucho más complejos comparado con el ORV.
- Vaporizador de carcasa y tubo (Shell and Tubo Vaporizer STV): Este vaporizador requiere de una fuente externa de calor. El calor es suministrado en un circuito cerrado, por un medio de transferencia de calor. Típicamente se usa una mezcla de agua/glicol, que es calentado en un calentador típico. Tiene desventajas tales como: el flujo de GNL a vaporizar debe ser constante, alto costos en materiales de construcción y bajo rango de aplicabilidad, ya que se utiliza cuando hay fuentes alternativas de calor disponibles. Dentro de las ventajas se encuentra el bajo espacio que ocupa, ya que es compacto y las emisiones al aire por parte del calentador, son mucho menores y controlables comparadas con el SCV.
- Vaporizador de aire del ambiente (Ambient Air Vaporizer AAV): Estos vaporizadores utilizan aire como fuente de calor para vaporizar el GNL, son de tiro inducido o tiro forzado y al mismo tiempo pueden ser vaporizadores de aire directo o de aire indirecto. Donde más se utilizan, es donde la temperatura del medio ambiente es relativamente alta. Poseen ventajas sobre los demás vaporizadores en cuanto a que son los más ambientalmente amigables, pero requiere de cantidades extensas de áreas, además que presenta problemas de formación de hielo, lo que hace perder tiempo en el descongelamiento y también

presenta problemas de formación de niebla, interfiriendo en la visibilidad, afectando la operación.

En general, la selección del sistema de vaporización depende ampliamente de: las condiciones ambientales, las limitaciones por regulaciones, consideraciones operativas, localización, análisis económicos y las condiciones finales de distintos tipos de emisiones, tales como los gases de combustión en el caso del SCV o la temperatura de descarga del agua de mar en el ORV.

En el mundo, los vaporizadores más utilizados son los de tablero abierto (ORV), seguido de los vaporizadores de combustión sumergida (SCV) en el orden de 70% y 20 % respectivamente, el 10% restante de los vaporizadores se reparten entre las demás tecnologías. Esto muestra que la tecnología más adaptable, de acuerdo a la aplicación, para regasificar GNL es el uso de ORV, razón por la cual se enfatiza en este trabajo, en el diseño de una planta de regasificación, utilizando la tecnología de regasificación del ORV.

Figura 9. Vaporizador de tablero abierto (ORV)¹⁸



Fuente: Tusiani & Shearer. LNG: A nontechnical guide. Tomado de: Kobe Steel.

¹⁸ TUSIANI, Michael. SHEARER, Gordon. LNG: A nontechnical guide. Pennwell Corporation. Primera edición, Tulsa, Oklahoma – 2007. 436 p.

4. DISEÑO CONCEPTUAL DEL TERMINAL DE REGASIFICACIÓN

En este capítulo se presenta el cálculo de las variables principales de cada uno de los equipos que componen una planta de regasificación de GNL, que permita así, hacerse una idea del dimensionamiento del terminal. Los terminales de regasificación presentan dos estados de operación, el primero consiste en el que el barco descarga GNL hacia el terminal, lo almacena y abandona el puerto, y el segundo en el que el terminal regasifica el GNL almacenado, sin barco en proceso de descarga. Para este estudio se tomará como base de cálculo el estado del terminal en que solo hay regasificación y envío de gas a la red. Finalmente, se presenta, la simulación en Aspen HYSYS de la planta de regasificación, como apoyo en el diseño propuesto del terminal.

4.1 BRAZOS DE DESCARGA DE GNL

El promedio del flujo volumétrico de descarga de GNL entre los barcos y el tanque de recepción es aproximadamente $12000 \text{ m}^3/\text{h}$, a través de brazos de descarga de 16" de diámetro. Estos brazos, tienen la capacidad de manejar hasta $4000 \text{ m}^3/\text{h}$ de GNL manejando un peso de más de 22 toneladas. La velocidad promedio del GNL por la tubería de descarga es aproximadamente $V = 7 \text{ m/s}$.

De acuerdo a las anteriores consideraciones se tiene que para obtener una velocidad $V = 7 \text{ m/s}$ y para una tubería con diámetro $\Phi = 16"$. El área A de la tubería se calcula así:

$$A = \pi r^2 \quad \text{Ec. 4.1}$$

$$A = \pi(8)^2 = 201,062 \text{ in}^2 = 0,129 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.2}$$

Utilizando la ecuación de continuidad de un fluido, se calcula el flujo volumétrico \dot{V} para cada brazo de descarga de GNL.

$$\dot{V} = A * V \quad \text{Ec. 4.3}$$

$$\dot{V} = 0,129 \text{ m}^2 * 7 \frac{\text{m}}{\text{s}} = 0,908 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} = 3268,5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad \text{Ec. 4.4}$$

El número de brazos de descarga de GNL se puede calcular de la siguiente manera:

$$\# \text{ Brazos} = V \text{ tanque} / (t * \dot{V}) \quad \text{Ec. 4.5}$$

Dónde:

$\# \text{ Brazos}$ = Numero de brazos de descarga de GNL a tanque de almacenamiento.

$V \text{ tanque}$ = Volumen del tanque de almacenamiento.

t = Tiempo de promedio de descarga de GNL del buque metanero = 12 h - 14 h.

\dot{V} = Flujo volumétrico de GNL a través de la tubería.

Para este trabajo, se considerará un tanque de almacenamiento de 160000 m^3 . También se considera que este volumen, es el mismo volumen que el barco metanero descarga en puerto, es decir, el volumen del flete del barco metanero es el mismo que se descarga en el tanque de almacenamiento del terminal de regasificación.

$$\# \text{ Brazos} = 160000 \text{ m}^3 / (12 \text{ h} * 3268,5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}) \approx 4 \text{ brazos} \quad \text{Ec. 4.6}$$

Por conceptos de diseño, siempre se instala un brazo adicional para retorno de BOG al barco, para mantener una presión constante en su interior, para que facilite la descarga de GNL hacia tanques, así como se mencionó anteriormente.

4.2 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GNL

4.2.1 Calculo dimensiones del tanque. El gas natural licuado, de acuerdo al país que lo exporta, tiene diferentes composiciones, este varía entre 430 Kg/m^3 y 470 Kg/m^3 . La tabla 1 muestra la composición típica de un GNL liviano, mediano y pesado¹⁹.

Tabla 1. Composición de 3 tipos diferentes de GNL

Composición de GNL (%)			
COMPONENTE	GNL liviano	GNL mediano	GNL pesado
C1	98	92	87
C2	1.4	6	9.5
C3	0.4	1	2.5
C4	0.1	0	0.5
N2	0.1	1	0.5
$\rho \text{ (Kg/m}^3\text{)}$	428	446	465

Fuente: Debrotta et al.: Problem of boil off in LNG suply chain. Sedlaczek, 2008

Para este estudio se tomará como base las siguientes consideraciones:

- GNL mediano con una densidad promedio de 450 Kg/m^3 a una temperatura de -162 °C (-260 °F).
- Estudio de un tanque de contención simple.
- Evaporación en el tanque por ganancia de calor del medio ambiente de 0.05% en volumen por día. (% BOG = 0.05% volumen/día)

Como se mencionó anteriormente, para un volumen del tanque de 160000 m^3 , la relación H/D promedio recomendada para tanques de GNL de 0.4, y para el cálculo del diámetro D y altura H del tanque se tiene:

¹⁹ DEBROTA, Đorđe. LALIĆ, Branko. KORMAR, Ivan. Problem of Boil-Off in LNG supply chain. EN: Transaction on maritime science. Vol 02, (2013); p. 91 – 100.

$$H = 0.4 * D \quad \text{Ec. 4.7}$$

$$V = \pi * (D^2/4) * H \quad \text{Ec. 4.8}$$

Reemplazando la ecuación 4.6 en la ecuación 4.7 y despejando D se tiene:

$$D = \sqrt[3]{\frac{4 * V}{0.4 * \pi}} = \sqrt[3]{\frac{4 * 160000 \text{ m}^3}{0.4 * \pi}} = 80 \text{ m} \quad \text{Ec. 4.9}$$

Reemplazando en la ecuación 4.7 se obtiene:

$$H = 32 \text{ m} \quad \text{Ec. 4.10}$$

4.2.2 Calculo del espesor de pared del tanque. En el diseño de los equipos del terminal de regasificación, es de gran importancia la selección de los materiales que van a estar en contacto con el GNL, ya que deben soportar temperaturas criogénicas. Para el caso del tanque de almacenamiento, este requiere más atención ya que es el que va a estar mayor tiempo expuesto a estas condiciones. Los materiales más utilizados en la construcción de las láminas del tanque son los aleados con aluminio.

Según la norma *BS EN 1160 “Installations and equipment for liquefied natural gas – General characteristics of liquefied natural gas”* el material para la construcción de tanques es el acero al níquel 9% designación numérica 1.4307 - (X2CrNi18-9) – AISI 304L²⁰. Este acero tiene un límite elástico σ de *340 MPa*. Para el cálculo de del espesor de pared E_s del tanque, se debe considerar la ecuación 4.11²¹:

²⁰ British standard BS EN 1160: 1997. Installation and equipment for liquefied natural gas – General characteristics of liquefied natural gas.

²¹ LOPEZ, Andrea J. Tanque de almacenamiento de GNL para la ampliación de la planta de regasificación de Barcelona. Barcelona, 2013, 181 p. Trabajo de grado (Ingeniera de Minas). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Departamento de Ingeniería Química y Combustibles.

$$E_s = \frac{P \text{ diseño} * r}{S} \quad \text{Ec. 4.11}$$

Dónde:

$P \text{ diseño}$ = Presión máxima de operación del tanque (MPa).

r = Radio interior del tanque (m) = 40 m

S = Máximo esfuerzo de diseño permitido = $0.75 * \sigma = 0.75 * 340 \text{ MPa} = 255 \text{ MPa}$

Para obtener la presión de diseño, Mokhatab en su *“Handbook of liquefied Natural Gas”*, presenta los rangos promedio típicos de diseño y operación de los tanques de almacenamiento de GNL, los cuales son presentados en la tabla 2.

Tabla 2. Presión promedio de diseño y operación de tanques de GNL

Presión típica de diseño y operación de tanques de GNL		
Presión de diseño de vacío	-1.5 KPa g	-0.2 Psi g
Maxima presión de operación de diseño (MPOD)	30 KPa g	4.4 Psi g
Presión de operación normal (POP)	10 KPa g	1.5 Psi g
Minima presión de operación (min POP)	2.5 KPa g	0.4 Psi g
Maxima presión de operación (max POP)	25 KPa g	4.0 Psi g

Fuente: Mokhatab, Saeid. Handbook of liquefied Natural Gas.

De acuerdo a lo anterior se tiene que:

$$P \text{ hidrostática} = \rho * g * H \quad \text{Ec 4.12}$$

$$P \text{ hidrostática} = 450 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 9.8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * 32 \text{ m} = 141.12 \text{ KPa} \quad \text{Ec. 4.13}$$

Con la presión hidrostática calculada y con la presión máxima de operación de diseño se calcula la presión de diseño del tanque como sigue:

$$P \text{ diseño} = P \text{ hidrostática} + P \text{ max operación de diseño} \quad \text{Ec 4.14}$$

$$P \text{ diseño} = 141.12 \text{ KPa} + 30 \text{ KPa} = 171.12 \text{ KPa} \quad \text{Ec 4.15}$$

Para el cálculo del espesor de pared E_s se determina usando la ecuación 4.11:

$$E_s = \frac{171.12 \text{ KPa} * 40 \text{ m}}{255000 \text{ KPa}} = 0.0268 \text{ m} = 26.8 \text{ mm} \quad \text{Ec. 4.16}$$

4.2.3 Cálculo del espesor del aislante del tanque. Con el fin de mantener aislado el tanque y evitar ganancia de calor del medio ambiente hacia el tanque, se debe instalar aislantes térmicos, que eviten al máximo la formación de BOG. Al mismo tiempo, debido a la diferencia de temperatura tan alta entre el medio y el GNL almacenado, el aislante también ayuda a prevenir congelamiento del agua del medio ambiente sobre las paredes.

Diferentes tipos de aislantes se instalan en diferentes partes del tanque pero principalmente, es de mayor atención, el tipo de aislante que se coloca en el espacio anular entre el tanque interior (aleaciones de acero al níquel 9%) y el tanque exterior (acero al carbón).

Según la norma europea BS 7777 “*Flat-bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low temperature service (part 3)*” para tanques de contención simple, el material más recomendado para aislamiento térmico es el vidrio celular (celular glass)²². La tabla 3 presenta algunos de los materiales, recomendados por la norma, como aislantes para la cubierta de tanques de GNL.

²² British Standard BS 7777 – 3: 1993. Flat – bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low temperature service. Part 3: Recommendations for the design and construction of prestressed and reinforced concrete tanks and tank foundation, and for the design and Installation of tank insulation, tank liners and tank costings.

Tabla 3. Conductividad térmica y permeabilidad relativa de humedad de los principales aislantes térmicos para tanques de almacenamiento de GNL.

Material aislante	Conductividad térmica (W/m °C)		Permeabilidad relativa de humedad
	<u>-160 °C</u>	<u>20 °C</u>	
Vidrio celular	0.026	0.037	0
Espuma de poliuretano	0.013	0.040	0.3 - 0.6
Espuma de poliestireno	0.013	0.035	1.0 - 4.0
Manto de fibra de vidrio	0.02	0.04	100.0 - 200.0

Fuente: Tarakad, Ram R. LNG receiving and regasification terminals.

El vidrio celular, posee una ventaja sobre los demás aislantes, ya que su permeabilidad al agua es casi nula, evitando así, congelamiento de agua del medio ambiente dentro del material, evitando el deterioro del mismo.

Según lo anterior para el cálculo del espesor del aislante se considera:

- Vidrio celular como material aislante del tanque, con conductividad térmica K de $0.037 \text{ w / m } ^\circ\text{C}$.
- Evaporación promedio en el tanque de GNL de 0.05% volumen / día.

El espesor del aislante se puede calcular por medio de la siguiente ecuación como lo calculó ESCUDERO²³:

$$Q_{BOG} = \frac{K * \dot{A} * \Delta T}{\varepsilon} \quad \text{Ec. 4.17}$$

²³ ESCUDERO, Ricardo. Diseño y estudio técnico – económico de una terminal de almacenamiento de regasificación de GNL. Santiago de Chile, 2008, 50 p. Trabajo de grado (Ingeniero civil Mecánico). Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica.

Dónde:

Q_{BOG} = Flujo de calor ganado por el BOG (W)

K = Conductividad térmica del aislante = $0.037 \text{ w / m } ^\circ\text{C}$

\dot{A} = Área total donde se realiza el intercambio de calor (m^2)

ΔT = Diferencia de temperatura entre el exterior y el interior del tanque ($^\circ\text{C}$)

ε = Espesor del aislante donde ocurre el intercambio de calor (m)

Para determinar el flujo de calor Q_{BOG} , se requiere calcular primero el flujo másico de BOG (\dot{m}_{BOG}) evaporado y se calcula de la siguiente manera²⁴:

$$\% \frac{BOG}{dia} = \frac{\dot{m}_{BOG}}{\dot{m}_{GNL}} * 100 \quad \text{Ec. 4.18}$$

$$\frac{0.05 \%}{dia} = \frac{\dot{m}_{BOG}}{\rho_{GNL} * V_{GNL}} * 100 \quad \text{Ec. 4.19}$$

$$\dot{m}_{BOG} = 450 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 160000 \text{ m}^3 * \frac{0.0005}{dia} * \frac{1 dia}{24 h} * \frac{1 h}{3600 s} \quad \text{Ec. 4.20}$$

$$\dot{m}_{BOG} = 0.417 \frac{\text{Kg}}{s} \quad \text{Ec. 4.21}$$

Ahora el flujo de calor Q_{BOG} se determina de la siguiente manera:

$$Q_{BOG} = \lambda * \dot{m}_{BOG} \quad \text{Ec. 4.22}$$

²⁴ ADOM, Ebenezer. ZAHIDUL, Sheikh. JI, Xianda. Modelling of Boil-Off Gas in LNG tanks: A case study. En: International Journal of Engineering and technology. Vol 2 (4), (2010); p. 292 -296.

Donde λ es el calor latente de vaporización del GNL $\approx 500 \text{ KJ/Kg}$ ²⁵.

$$Q_{BOG} = 500 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} * 0.417 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} \quad \text{Ec. 4.23}$$

$$Q_{BOG} = 208.5 \frac{\text{KJ}}{\text{s}} = 208500 \text{ W} \quad \text{Ec. 4.24}$$

El BOG en el tanque es generado por el flujo de calor del medio hacia el tanque, este calor entra por el techo, las paredes y el piso del tanque, por consiguiente el área de intercambio de calor \dot{A} se puede hallar así:

$$\dot{A} = A_{techo} + A_{paredes} + A_{piso} \quad \text{Ec. 4.25}$$

$$A_{techo} \approx \pi * r^2 \approx \pi * (40 \text{ m})^2 \approx 5027 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.26}$$

$$A_{paredes} = \pi * D^2 * H = \pi * (80 \text{ m})^2 * 32 \text{ m} = 8043 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.27}$$

$$A_{piso} \approx \pi * r^2 \approx \pi * (40 \text{ m})^2 \approx 5027 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.28}$$

$$\dot{A} \approx 18100 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.29}$$

La diferencia de temperatura ΔT entre el medio ambiente y el interior del tanque se puede determinar de la siguiente manera:

$$\Delta T = T_{exterior} - T_{interior} \quad \text{Ec. 4.30}$$

$$\Delta T = 20 \text{ }^\circ\text{C} - (-162 \text{ }^\circ\text{C}) = 182 \text{ }^\circ\text{C} \quad \text{Ec. 4.31}$$

²⁵ WORDU, A. PETERSIDE, B. Estimation of Boil – off Gas from refrigerated vessels in liquefied natural gas plant. EN: International journal of Engineering and technology. Vol 3, No 1. (Ene. 2013); p. 44 – 49.

Por lo tanto, de acuerdo a los cálculos anteriores y usando la ecuación 4.17 se tiene:

$$\varepsilon = \frac{K * \dot{A} * \Delta T}{Q_{BOG}} = \frac{0.037 \frac{W}{m * ^\circ C} * 18100 m^2 * 182 ^\circ C}{208500 W} \quad \text{Ec. 4.32}$$

$$\varepsilon \approx 0.58 m \quad \text{Ec. 4.33}$$

De esta forma, para mantener una evaporación diaria aproximada de 0.05% en volumen de BOG, para un tanque de 80 m y 32 m de diámetro y altura respectivamente, y un espesor de pared de 26,8 mm, se requiere un aislante de vidrio celular con espesor de 0.58 m. Otro material también comúnmente utilizados como aislantes térmicos es la perlita expandida, con una conductividad térmica de $0.046 W / m ^\circ C$.

Por último, el porcentaje de evaporación considerado en los cálculos anteriores, también lo consideran las compañías constructoras en su diseño de los tanques de GNL, con el fin de utilizar el BOG como gas combustible, ya sea en los barcos durante el transporte o dentro del mismo terminal de regasificación.

4.3 COMPRESOR DE BOIL OFF GAS (BOG)

De acuerdo a los cálculos anteriormente realizados el flujo másico de BOG a ser comprimido es $0,417 Kg/s$ ($1.7 MMSCFD$). Este BOG es principalmente metano y nitrógeno en una proporción de 70% y 30% respectivamente.

Para determinar la potencia del compresor requerido, para manejar el BOG mencionado, se utilizó el software desarrollado por la compañía Dresser – Rand Group Inc., *DR-SIZE* 6.3.12.624.

Las condiciones de entrada al simulador son las siguientes:

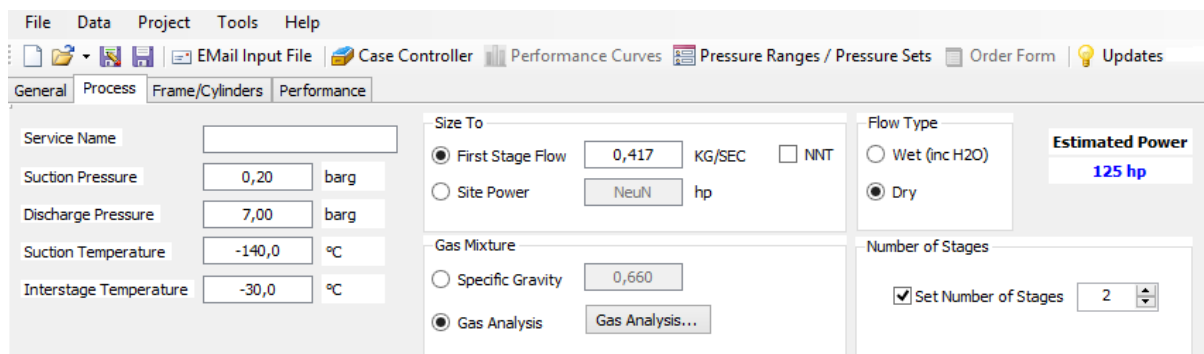
- Presión de entrada = 0.2 Bar g
- Presión deseada a ser comprimido = 7 Bar g
- Para una proporción de metano y nitrógeno de 70% y 30% respectivamente, se obtiene un BOG de gravedad específica $SG = 0,66$

Realizando la simulación se obtiene una potencia requerida para un compresor de dos etapas de:

$$\text{Potencia requerida} = 93.2 \text{ W} = 125 \text{ hp} \quad \text{Ec. 4.34}$$

La figura 10 muestra el ambiente de simulación y deja ver las variables que intervienen en el diseño. También deja ver el resultado del cálculo de la potencia, remarcado en azul.

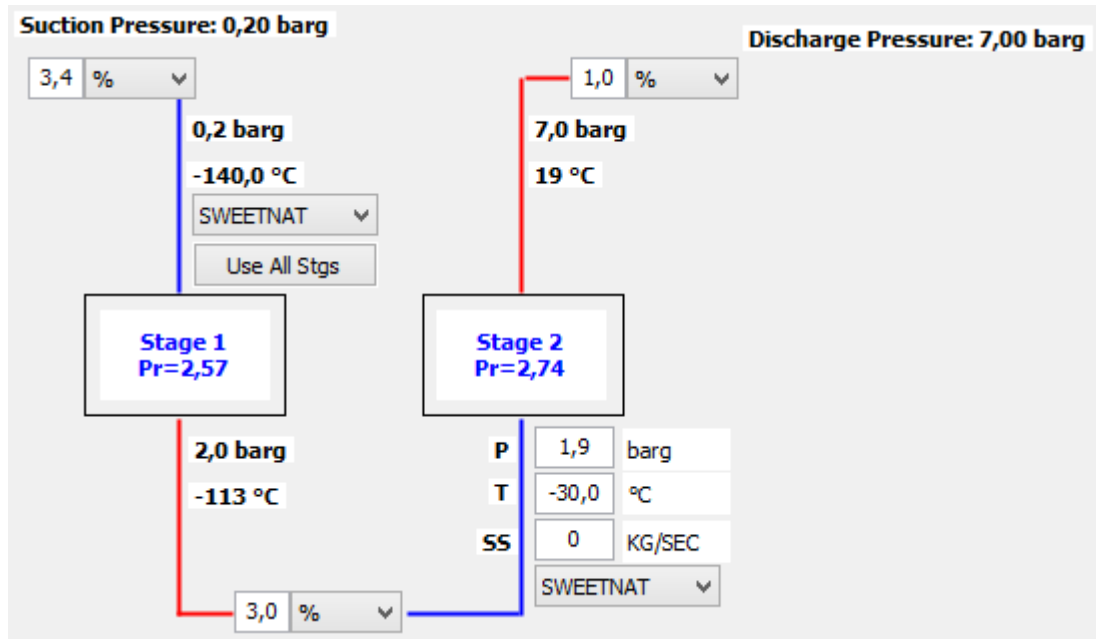
Figura 10. Ambiente de simulación de DR-SIZE.



Fuente: Software de diseño de compresores de Dresser Rand. DR-SIZE.

Los resultados de la simulación, son presentados por el software como se muestra a continuación (figura 11).

Figura 11. Resultados del simulador DR – SIZE.



Fuente: Software de diseño de compresores de Dresser Rand. DR-SIZE.

De acuerdo a la literatura, el compresor más adecuado para la aplicación y condiciones anteriormente planteadas es un compresor recíprocante, cuya capacidad de operación va desde 25%, 50%, 75% y 100%, para así regular la presión del tanque, debido a la formación de BOG. El material para el diseño del compresor es GGG-NiCr 35 tipo D-5 ASTM A 439 (material de aleaciones de hierro y níquel 35%), con resistente al choque térmico y resistencia a expansión térmica baja.

4.4 RECONDENSADOR DE BOIL OFF GAS (BOG)

El recondensador de BOG es un tambor (drum) vertical que tiene dos secciones. La superior que corresponde a una sección empacada y la inferior a una sección más ancha que la superior, para poder alojar el volumen de GNL disponible para la succión de la bomba de alta presión. La sección superior empacada se diseña

similarmente a una torre absorbidora empacada. En esta sección se desea que el GNL se mezcle con el BOG para recondensarlo y así pueda pasar la mezcla a la sección inferior, para que se mezcle con el nivel de GNL que se mantiene en esta sección.

En la ecuación 4.35 se puede ver la relación mínima de GNL necesaria para recondensar la cantidad de BOG que se calculó en la ecuación 4.21²⁶.

$$\frac{\dot{m}_{BOG}}{\dot{m}_{GNL}} = 0.1 \quad \text{Ec. 4.35}$$

De acuerdo a lo obtenido en la ecuación 4.21, se obtuvo un $\dot{m}_{BOG} = 0,417 \text{ Kg/s}$ siendo este aproximadamente igual a 1550 Kg/h .

Usando la ecuación 4.35 se obtiene que el GNL mínimo (\dot{m}_{GNL}) necesario que se debe mezclar con el BOG (\dot{m}_{BOG}) en la sección empacada del recondensador es:

$$\dot{m}_{GNL} = 15500 \frac{\text{Kg}}{\text{h}} \quad \text{Ec. 4.36}$$

Como se observa en la figura 7 la línea de entrada de GNL al recondensador (sección inferior) tiene una derivación, la cual sube y entra por la parte superior del recondensador para ser mezclada, con el BOG que viene del compresor, en la sección empacada. Esta derivación es por donde va el GNL mínimo necesario para recondensar el BOG que como se calculó en la ecuación 4.36 es de 15500 Kg/h o $34.5 \text{ m}^3/\text{h}$ de GNL.

²⁶ TARAKAD, Ram R. LNG receiving and regasification terminals. Zeus Development Corporation. Edición revisada. Houston, Texas – 2003. 120 p.

Cabe resaltar que el flujo requerido de GNL que entra por la sección inferior del recondensador es de $787 \text{ m}^3/\text{h}$, el cual es la misma cantidad que sale del recondensador hacia el vaporizador para obtener 400 MMSCFD vaporizados de gas natural aproximadamente. De estos $787 \text{ m}^3/\text{h}$ deben salir $34.5 \text{ m}^3/\text{h}$ que van a ser mezclados en la parte superior del recondensador con el BOG.

4.5 BOMBAS DE BAJA Y ALTA PRESIÓN (PRIMARIA Y SECUNDARIA)

4.5.1 Bomba de baja presión. Como se mencionó anteriormente, el GNL es bombeado por una bomba sumergible vertical, dentro del tanque, hacia el recondensador, de la presión del tanque (0.2 Bar g) a la presión a la que opera el recondensador de BOG (7 Bar g).

Por otra parte, es de gran importancia, considerar el material con que se debe fabricar las bombas de GNL, ya que también están en contacto con el GNL, por consiguiente experimenta temperaturas criogénicas. De acuerdo a la norma BS EN 1160 “*Installations and equipment for liquefied natural gas – General characteristics of liquefied natural gas*” el material para construcción de las bombas de GNL corresponde aleaciones de aluminio, ya que estas tienen alta resistente al choque térmico.

Para el cálculo de la potencia de la bomba de baja presión se considera un flujo mínimo de GNL a transportar de $787 \text{ m}^3/\text{h}$ de GNL correspondientes a 400 MMSCFD. La ecuación 4.39 muestra la formula con la que se calcula la potencia requerida de la bomba de baja presión, para mover el flujo de GNL indicado.

$$\Delta P = P \text{ descarga} - P \text{ succión} \quad \text{Ec. 4.37}$$

$$\Delta P = 7 \text{ Bar} - 0.2 \text{ Bar} = 6.8 \text{ Bar} = 680 \text{ Kpa} = 98.6 \text{ psi} \quad \text{Ec. 4.38}$$

Con la diferencia de presión entre la descarga y succión de la bomba se calcula la potencia requerida:

$$Potencia\ requerida = \Delta P * \dot{V} \quad Ec. 4.39$$

$$Potencia\ requerida = 680\ Kpa * 787 \frac{m^3}{h} * \frac{1\ h}{3600\ s} \approx 150\ Kw \quad Ec. 4.40$$

$$Potencia\ requerida \approx 200\ hp \quad Ec. 4.41$$

Considerando un eficiencia mecánica de la bomba de 90% ($\eta = 0.9$) se obtiene una potencia requerida para el motor aproximada de 165 Kw (220 hp).

4.5.2 Bomba de alta presión. El sistema de bombeo de alta presión toma el GNL del recondensador entre 7 y 8 bar y lo eleva hasta la presión requerida, que usualmente esta por el orden de 80 bar (1160 psi), para posteriormente ser regasificado. Se toma como base esta presión debido a que es la presión a la cual el GNL después de ser vaporizado entra a la red nacional de transporte de gas.

Cabe resaltar que es más eficiente elevar la presión de un líquido que la de un gas, ya que requiere 30 veces menos energía para elevar el fluido a la misma presión. Es por esto que la vaporización se realiza a alta presión, evitándose así una compresión posterior, para poder ser enviado a la red.

Al igual como se calculó la potencia requerida para la bomba de baja presión, se realizan los cálculos para la de alta, así se tiene que:

$$\Delta P = P\ descarga - P\ succión \quad Ec. 4.42$$

$$\Delta P = 80\ Bar - 7\ Bar = 73\ Bar = 7300\ Kpa = 1060\ psi \quad Ec. 4.43$$

Para el cálculo de la potencia se tiene:

$$Potencia\ requerida = \Delta P * \dot{V} \quad Ec. 4.44$$

$$Potencia\ requerida = 7300\ Kpa * 787\ \frac{m^3}{h} * \frac{1\ h}{3600\ s} \approx 1600\ Kw \quad Ec.\ 4.45$$

$$Potencia\ requerida \approx 2140\ hp \quad Ec.\ 4.46$$

Considerando una eficiencia mecánica de las bombas de alta presión de 90% ($\eta = 0.9$) se obtiene una potencia requerida para los motores aproximada de 1770 Kw (2380 hp).

4.6 VAPORIZADOR DE GNL

En este estudio, de acuerdo a las tecnologías de regasificación planteadas en el capítulo 3, se seleccionó para el diseño del vaporizador el de tablero abierto (ORV), siendo este último, el más utilizado en el mundo y el más conveniente para ser aplicado en Colombia, debido a la fácil disponibilidad de la fuente de energía requerida para vaporizar el GNL, que en este caso sería el agua de mar²⁷.

Para el cálculo de las principales variables del vaporizador se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- El volumen a regasificar diario es de 400 MMSCFD que corresponden a 787 m³/h de GNL.
- Según lo indica la norma EN 1160, el material de los tubos que conforman el vaporizador debe ser de aleaciones de aluminio. Un material que es bien utilizado actualmente para vaporizadores de GNL tipo ORV, es la aleación de aluminio 5052 o la aleación UNS A95052.
- La densidad del GNL a vaporizar se considera como 450 Kg/ m³.
- De acuerdo a la norma EN1473 “*Installation and equipment for liquefied natural gas — Design of Onshore Installations*” la temperatura mínima de salida del gas

²⁷ PATEL, Dhirav. Mak John. RIVERA, Daniel. ANGTUACO, Joanne. LNG Vaporizer selection base on site ambient conditions. LNG 17 Conference. Houston, 2013, 15 p.

después de ser vaporizado es 0 °C, así para este estudio se considera que $T_{\text{sal gas}} = 5^{\circ}\text{C}$ ²⁸.

De acuerdo a las consideraciones anteriores, para el cálculo del área necesaria de intercambio de calor, se tiene que:

$$Q_{\text{total}} = U * A * \Delta T_{\text{ln}} \quad \text{Ec. 4.47}$$

Dónde:

Q_{total} = Flujo de calor necesario que requiere el GNL para ser regasificado.

U = Coeficiente global de transferencia de calor del vaporizador.

A = Área de intercambio de calor requerida para vaporizar el GNL.

ΔT_{ln} = Diferencia de temperatura media logarítmica en el vaporizador.

4.6.1 Cálculo del flujo de calor necesario a transferir al GNL (Q_{total})²⁹. Para determinar el flujo de calor (Q_{total}) necesario que requiere el GNL para ser regasificado se debe tener en cuenta dentro de los tubos del vaporizador, se presenta cambio de fase y que el calor total es igual al flujo de calor de vaporización de GNL (Q_{vap}) más el flujo de calor de calentamiento (Q_{cal}) del gas ya vaporizado, así como lo muestra la ecuación 4.48.

$$Q_{\text{total}} = Q_{\text{vap}} + Q_{\text{cal}} \quad \text{Ec. 4.48}$$

El (Q_{vap}) se calcula de acuerdo a la ecuación 4.49.

$$Q_{\text{vap}} = \dot{m}_{\text{GNL}} * \lambda_{\text{vap}} \quad \text{Ec. 4.49}$$

²⁸ British standard BS EN 1473: 2007. Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of Onshore Installations.

²⁹ ESTRANY, Francesc. DOSTA, Jordi. PEREZ, Judith. MUÑOZ, Soraya. RODRIGUEZ, Oscar. Vaporizadores de agua de mar para gas natural licuado. EN: Técnica Industrial TI 268. (abr. 2007); p. 24 – 31.

Para una densidad del GNL de 450 Kg/m^3 y volumen a regasificar de $787 \text{ m}^3/\text{h}$ se tiene el flujo másico de GNL (\dot{m}_{GNL}) es 98.4 Kg/s . A estas condiciones el calor latente de vaporización (λ_{vap}) es aproximadamente 500 KJ/Kg , por lo tanto:

$$Q_{vap} = 98.4 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} * 500 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \approx 49200 \text{ Kw} \quad \text{Ec. 4.50}$$

Para determinar (Q_{cal}) se utiliza la ecuación 4.51.

$$Q_{cal} = \dot{m}_{GN} * C_{p GN} * \Delta T \quad \text{Ec. 4.51}$$

Dónde:

\dot{m}_{GN} = Flujo másico de gas natural ya vaporizado = 98.4 Kg/s

$C_{p GN}$ = Calor específico del gas vaporizado $\approx 2.5 \text{ KJ/(Kg*K)}$

ΔT = Diferencia de temperatura entre la salida y la entrada del gas natural = 167 K
 $= 278 \text{ K} - 111 \text{ K} = 5 \text{ °C} - (-162 \text{ °C}) = 167 \text{ °C}$

Por lo tanto se tiene que:

$$Q_{cal} = 98.4 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} * 2.5 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg} * \text{K}} * 167 \text{ K} \approx 41000 \text{ Kw} \quad \text{Ec. 4.52}$$

De acuerdo a la ecuación 4.48 se determina el Q_{total} :

$$Q_{total} \approx 90000 \text{ Kw} \quad \text{Ec. 4.53}$$

4.6.2 Calculo del flujo másico de agua necesario que aporte el Q total. Con el flujo de calor Q_{total} calculado en el numeral anterior, se determina el flujo másico de agua (\dot{m}_{H2O}) necesario para aportar este calor, utilizando la misma forma de la ecuación 4.51 pero analizando el sistema de agua. De esta manera se tiene que:

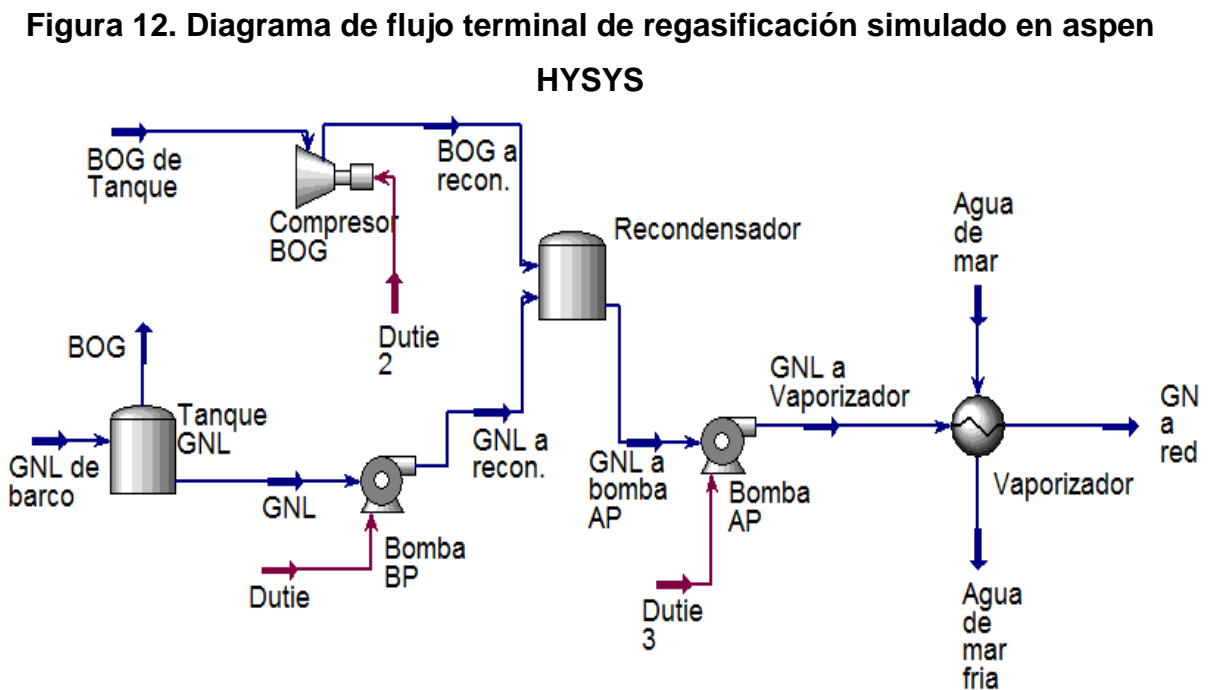
$$Q_{total} = \dot{m}_{H2O} * C_{p H2O} * \Delta T \quad \text{Ec. 4.54}$$

Por regulaciones ambientales la caída de temperatura del agua de mar en el vaporizador, no debe ser superior a 5 °C. Por lo anterior, con la temperatura de agua de mar de entrada = 22 °C y el calor específico del agua ($C_p H_2O$) a esas condiciones = 3.9 KJ / (Kg * K) se tiene que:

$$90000 \text{ Kw} = \dot{m} H_2O * 3.9 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg} * \text{K}} * 5 \text{ K} \quad \text{Ec. 4.55}$$

$$\dot{m} H_2O \approx 4600 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} \approx 16600 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad \text{Ec. 4.56}$$

4.6.3 Calculo del coeficiente global de transferencia de calor (U). Utilizando la herramienta aspen HYSYS (versión 8.0), se realiza la simulación numérica del terminal de regasificación apoyado con los cálculos y condiciones operacionales anteriormente mostrados, para determinar el coeficiente global de transferencia de calor U. La figura 12 muestra el esquema del diagrama de flujo del terminal de regasificación, simulando en aspen HYSYS.



Para esta simulación se escogió el mismo paquete termodinámico utilizado por KUMAR en su estudio “*ASPEN simulation: Liquefied natural gas import terminal safety and security study*” donde inicialmente estudia el comportamiento de varios paquetes termodinámicos de ASPEN HYSYS para así seleccionar el mejor para su estudio. De acuerdo a las condiciones de operación del GNL, el paquete que mejor se ajusta para este caso es Soave-Redlich-Kwong (SRK)³⁰.

Por medio de la simulación, se determina U dando como resultado:

$$U \approx 17600 \frac{W}{m^2 * K} \quad \text{Ec. 4.57}$$

4.6.4. Cálculo de la diferencia de temperatura media logarítmica (ΔT_{ln}). La figura 13 muestra la dirección y la temperatura de cada uno de los fluidos que pasan por los tubos del vaporizador. La diferencia de temperatura a lo largo del tubo no es constante, sigue una forma logarítmica, por lo que se calcula, como lo muestra la ecuación 4.58.

$$\Delta T_{ln} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln\left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}\right)} \quad \text{Ec. 4.58}$$

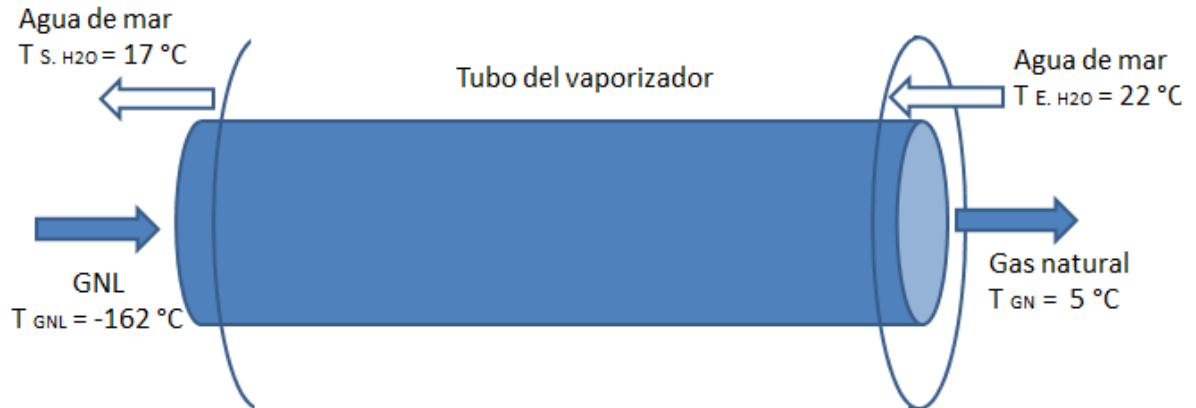
Siendo:

$$\Delta T_1 = T_{S.H_2O} - T_{GNL} = 17 \text{ °C} - (-162 \text{ °C}) = 179 \text{ °C}$$

$$\Delta T_2 = T_{E.H_2O} - T_{GN} = 22 \text{ °C} - 17 \text{ °C} = 5 \text{ °C}$$

³⁰ KUMAR, Rakesh. ASPEN simulation: Liquefied natural gas import terminal safety and security study. Texas: 2006, 85 p. Trabajo de grado (Master en ciencia de la Ingeniería) Universidad de Lamar. Facultad de la Escuela de Estudios de Posgrado.

Figura 13. Dirección de los fluidos en el tubo del vaporizador



Utilizando la ecuación 4.58 y realizando los cálculos se obtiene que:

$$\Delta T \ln = 68.81 \text{ °C} = 68.81 \text{ K} \quad \text{Ec. 4.59}$$

4.6.5 Cálculo del área de intercambio de calor útil para vaporizar el GNL.

Utilizando la ecuación 4.47 y con los resultados presentados en el numeral 4.6 se determina el área de transferencia de calor como se muestra a continuación:

$$A = \frac{Q \text{ total}}{U * \Delta T \ln} = \frac{90000 \text{ Kw}}{17.6 \frac{\text{Kw}}{\text{m}^2 * \text{K}} * 68.8 \text{ K}} \quad \text{Ec. 4.60}$$

$$A = 74,5 \text{ m}^2 \approx 75 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.61}$$

4.6.6. Cálculo del número de tubos del vaporizador. La altura de los tubos de un vaporizador tipo ORV pueden llegar a medir hasta 7 metros, por lo cual para determinar el número de tubos del vaporizador se requiere de las siguientes consideraciones:

- Altura de los tubos $h = 5 \text{ m}$
- Diámetro de los tubos $d = 2'' = 50.8 \text{ mm}$
- Diámetro interior de los tubos $d_{\text{interior}} = 50 \text{ mm}$

El cálculo del área superficial de cada tubo se calcula por medio de la ecuación 4.62.

$$A_{\text{tubo}} = \pi * d_{\text{interior}} * h = \pi * 0.05 \text{ m} * 5 \text{ m} \quad \text{Ec. 4.62}$$

$$A_{\text{tubo}} = 0,78 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.63}$$

Utilizando los resultados de la ecuación 4.61, se halla el número de tubos del vaporizador, de la siguiente manera:

$$\# \text{ tubos} = \frac{A}{A_{\text{tubo}}} = \frac{75 \text{ m}^2}{0,78 \text{ m}^2} \approx 96 \text{ tubos} \quad \text{Ec. 4.64}$$

5. ESTIMACIÓN DE COSTOS³¹

En el presente capítulo se describirá brevemente los costos aproximados de capital (CAPEX) y los costos aproximados de operación (OPEX), para la construcción de un terminal de importación de gas natural licuado (GNL) con capacidad de regasificar 400 MMSCFD y capacidad de almacenamiento en un tanque de 160000 m³. Estos costos están considerados para el año 2014 y permiten hacerse una idea del costo total de implementación de un proyecto con estas condiciones.

5.1 COSTO DE EQUIPOS PRINCIPALES DEL TERMINAL DE REGASIFICACIÓN

La tabla 4 deja ver los costos típicos aproximados de cada uno de los equipos y facilidades que componen el terminal de importación de GNL. Estos costos están calculados para el año 2014. La misma tabla también muestra que el costo más alto, dentro del conjunto de equipos del terminal, es el tanque de almacenamiento de GNL ya que el tamaño y la complejidad de la construcción lo hace el más costoso. El sistema de vaporización del GNL también aporta una cantidad considerable en el costo del terminal.

Tabla 4. Costos aproximados de capital del terminal de regasificación

EQUIPO	COSTO (\$MM USD)
--------	------------------

³¹ TARAKAD, Ram R. LNG receiving and regasification terminals. Zeus Development Corporation. Edición revisada. Houston, Texas – 2003. 120 p.

Instalaciones marinas y brazos de descarga	40
Tanque de almacenamiento de GNL	80
Recondensador, bombas y compresor	40
Sistema de vaporización	50
Líneas de operación, estudios, facilidades y servicios	45
Obras civiles	50
TOTAL	305

5.2 COSTO DE OPERACIÓN ANUAL DEL TERMINAL DE REGASIFICACIÓN

La tabla 5 presenta el costo aproximado anual de la operación del terminal. Al igual que en el caso anterior, estos costos están calculados para el año 2014.

Tabla 5. Costos de operación anual aproximados del terminal de regasificación

Equipo	Costo (\$MM USD / año)
Salario personal de operación	2.5
Mantenimiento del terminal	3.5
Mantenimiento de facilidades marinas	4
TOTAL	10

Los principales costos de operación del terminal son aportados por:

- Salario del personal que opera la planta: puede ser aproximadamente de 2.5 millones de dólares para una cantidad de trabajadores de 100 personas.
- Mantenimiento de la planta: corresponde aproximadamente al 1% del costo total de la planta sin incluir el costo de las facilidades marinas.
- Mantenimiento de operaciones marinas: puede llegar a costar anualmente hasta 4 millones de dólares, según estimaciones de especialistas en el tema.

- En los terminales donde se utiliza gas combustible para generar energía eléctrica y para uso en la utilización del vaporizadores tipo combustión sumergida (SCV), se estima que tiene un costo anual aproximado de 1.5 millones de dólares.

Considerando los costos mostrados en la tabla 5 y un número de trabajadores aproximados, para el terminal de importación de GNL, de 100 personas, se obtiene un costo anual de operación aproximado de 10 millones de dólares.

Finalmente para este estudio, se obtiene una idea del orden de magnitud del costo del terminal de importación, que corresponde aproximadamente a 305 millones de dólares, basado en las condiciones anteriormente descritas y un costo adicional anual de operación de 10 millones de dólares. Sin embargo, a pesar de que los costos de inversión y operación son relativamente altos, estudios económicos se han desarrollado para el terminal que actualmente se está implementando en Cartagena, y al contar con la alternativa de generación de energía eléctrica alimentando las plantas térmicas con gas natural proveniente de la planta de regasificación, se estima que se podrían alcanzar ahorros cercanos a los USD 612,000,000 anuales durante los próximos 10 años de operación en los que planta requiera entrar en servicio.

Lo anterior deja ver que estar preparados para situaciones de insuficiencia en la garantía energética del país, e implementar estrategias de aseguramiento, puede traer grandes beneficios y ahorros económicos que fortalecen la economía del país.

6. CONCLUSIONES

- ❖ La importación de gas natural licuado es una solución técnicamente viable al problema de la confiabilidad de suministro de gas que Colombia puede enfrentar, en el mejor de los escenarios planteados, para el año 2018. Al mismo tiempo, la implementación de esta tecnología trae desarrollo y generación de valor para el país en términos de evolución de la canasta energética del mismo. Al mismo tiempo, la ejecución de este trabajo, se realizó en un momento oportuno, ya que sirve como una fuente de consulta disponible a nivel académico, en la cual se encuentra además una recopilación bibliográfica y de normas que podrían ser de utilidad para la nueva industria del GNL en Colombia.
- ❖ Durante el diseño de los equipos del terminal de importación, los más costosos y complejos de diseñar son: el tanque de almacenamiento de GNL y el sistema de vaporización de GNL. Este último, para el caso Colombiano, el más adecuado es el de tablero abierto (ORV) por su fácil disponibilidad en cuanto a la operación y al medio que utiliza como suministro de energía (agua de mar). Al mismo tiempo una consideración que marca un punto fundamental de atención en el diseño y seguridad industrial de procesos, son los materiales de construcción de la planta de importación de GNL, ya que están sometidos todo el tiempo a estrés térmico por las bajas temperaturas que maneja el GNL.
- ❖ Los costos de implementación y operación de un terminal de importación de GNL son relativamente altos, haciendo que se incremente los precios del gas para los usuarios finales. Para las condiciones propuestas para este estudio el incremento del precio del gas por regasificación podría estar por el orden de 1 dólar por MMSCF (\$1 USD/ MMSCF) aproximadamente.

7. RECOMENDACIONES

- ❖ Una segunda fase importante en el desarrollo conceptual del proyecto de importación de GNL sería realizar un estudio de factibilidad económica donde se evalúe más a fondo los criterios financieros que definen la viabilidad, considerando un tiempo de vida dado de operación del proyecto.
- ❖ A la hora de implementar un proyecto de GNL o los ya implementados, se deben evaluar tecnológicamente, para identificar opciones de mejoramiento en cuanto a los sistemas de vaporización ya que existen tecnologías más amigables ambientalmente donde no usan agua como fuente de suministro de energía de vaporización, pero al mismo tiempo esto hace que sean más costosas, haciendo más difícil el reto.
- ❖ Realizar otros trabajos de monografía para el desarrollo de un reglamento de utilización y manejo de GNL en Colombia, basado en normas, estándares y buenas practicas internacionalmente utilizadas en países del mundo, que tienen bien desarrollado el manejo de esta tecnología, como es el caso de Japón, España y Corea, ya que Colombia por estar entrando en esta nueva tecnología, las regulaciones apenas están siendo tema de estudio.
- ❖ Profundizar en el estudio y filosofía de los sistemas de control necesarios para cada uno de los equipos que componen un terminal de importación de GNL ya que es una tecnología nueva en Colombia y no mucha gente posee estos conocimientos. Unos correctos sistemas de control involucran seguridad operacional y seguridad industrial adecuada.

BIBLIOGRAFIA

ADOM, Ebenezer. ZAHIDUL, Sheikh. JI, Xianda. Modelling of Boil-Off Gas in LNG tanks: A case study. En: International Journal of Engineering and technology. Vol 2 (4), (2010); p. 292 -296.

ARENAS MANTILLA, Oscar Armando y SARMIENTO VARELA, Dayana Veatriz. Estudio de prefactibilidad técnico-económica para la implementación de un proyecto de producción y exportación de gas natural Licuado – GNL en Colombia. Bucaramanga, 2004, 316 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

British Standard BS 7777 – 3: 1993. Flat – bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low temperature service. Part 3: Recommendations for the design and construction of prestressed and reinforced concrete tanks and tank foundation, and for the design and Installation of tank insulation, tank liners and tank costings.

British standard BS EN 1473: 2007. Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of Onshore Installations.

British standard BS EN 1160: 1997. Installation and equipment for liquefied natural gas – General characteristics of liquefied natural gas.

CALLE, M. A. Utilización del gas natural y el gas natural licuado. Cuarta Edición., U VIRTUAL Centro de excelencia, Santa Cruz – Bolivia 2012. 113p.

CONSORCIO ITANSUCA – FREYRE & ASOCIADOS. Definición de alternativas y metodología de remuneración. Informe preliminar preparado para: COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Convenio ANH-FEN No 01/07 de 2007. Bogotá: Mayo de 2010. 191p.

CUEVAS, Alejandro. DEL CASTILLO, Guillermo. RIVERA, Jorge. Instalaciones portuarias: Terminal de descarga de gas natural licuado. Santiago de Chile, 2008, 44 p. Taller de diseño mecánico. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica.

DEBROTA, Đorđe. LALIĆ, Branko. KORMAR, Ivan. Problem of Boil-Off in LNG supply chain. EN: Transaction on maritime science. Vol 02, (2013); p. 91 – 100.

ERNST, Peter. The LNG BOG Labryrinth – Piston compressor with flexible capacity control. Sulzer – Burckhardt Ltd. Switzerland, Technical review 4/98.

ESCUADERO, Ricardo. Diseño y estudio técnico – económico de una terminal de almacenamiento de regasificación de GNL. Santiago de Chile, 2008, 50 p. Trabajo de grado (Ingeniero civil Mecánico). Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica.

ESTRANY, Francesc. DOSTA, Jordi. PEREZ, Judith. MUÑOZ, Soraya. RODRIGUEZ, Oscar. Vaporizadores de agua de mar para gas natural licuado. EN: Tecnica Industrial TI 268. (abr. 2007); p. 24 – 31.

KUMAR, Rakesh. ASPEN simulation: Liquefied natural gas import terminal safety and security study. Texas: 2006, 85 p. Trabajo de grado (Master en ciencia de la Ingeniería) Universidad de Lamar. Facultad de la Escuela de Estudios de Posgrado.

LOPEZ, Andrea J. Tanque de almacenamiento de GNL para la ampliación de la planta de regasificación de Barcelona. Barcelona, 2013, 181 p. Trabajo de grado (Ingeniera de Minas). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Departamento de Ingeniería Química y Combustibles.

LEDESMA, David. LNG supply options. Reporte para la comisión de regulación de energía y gas (CREG). South – Court Ltd. Energy & strategy Consultancy. Bogotá: Abril de 2013. 57 p.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA República de Colombia. Reglamento técnico aplicable a plantas de licuefacción y regasificación de gas natural licuado. Documento de socialización y comentarios. Bogotá: Abril de 2013. 125 p.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA (UPME). Plan de abastecimiento de gas natural. Documento de trabajo. Bogotá: Diciembre de 2013. 155 p.

MOKHATAB, Saeid. MAK, John. VALAPPIL, Jaleel. WOOD, David. Handbook of liquefied natural gas. Gulf Professional Publishing. First edition. Oxford – 2014. 567 p.

OREGON LNG IMPORT TERMINAL. Vaporizer alternatives study. CH IV International Document 07902 – TS – 000 – 107. Houston: Diciembre de 2007. 27 p.

OSORIO, Sebastián. Expansión de capacidad en la industria de gas natural licuado (GNL). Medellín, 2013, 115 p. Trabajo de grado (Master en Ingeniería de Sistemas). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Escuela de Sistemas.

PATEL, Dhirav. Mak John. RIVERA, Daniel. ANGTUACO, Joanne. LNG Vaporizer selection base on site ambient conditions. LNG 17 Conference. Houston, 2013, 15 p.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEER. Design considerations for an LNG receiving terminal. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver: Octubre de 2003, 9 p.

TAPIAS, Erik S. ANAYA, Raúl A. Gas natural licuado: Alternativas de abastecimiento para Colombia y estado del arte de su metrología. EN: Metrología & fluidos. Ciencia Tecnología e Innovación. No 3, (2010); p. 24 – 31.

TARAKAD, Ram R. LNG receiving and regasification terminals. Zeus Development Corporation. Edición revisada. Houston, Texas – 2003. 120 p.

TUSIANI, Michael. SHEARER, Gordon. LNG: A nontechnical guide. Pennwell Corporation. Primera edición, Tulsa, Oklahoma – 2007. 436 p.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA (UPME). Análisis de oferta y demanda de gas natural en Colombia. Bogotá: Septiembre de 2013. 21 p.

WORDU, A. PETERSIDE, B. Estimation of Boil – off Gas from refrigerated vessels in liquefied natural gas plant. EN: International journal of Engineering and technology. Vol 3, No 1. (Ene. 2013); p. 44 – 49.