

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERO DE UNA PLANTA DE  
REGASIFICACIÓN DE GNL EN EL PACÍFICO COLOMBIANO**

**ANDRÉS FELIPE CANDELO AGUILAR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2018**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERO DE UNA PLANTA DE  
REGASIFICACIÓN DE GNL EN EL PACÍFICO COLOMBIANO**

**ANDRÉS FELIPE CANDELO AGUILAR**

**Proyecto de grado para optar el título de Especialista en Ingeniería de Gas**

**Director**

**JULIO CÉSAR PÉREZ**

**Especialista en Ingeniería del Gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2018**

*A Dios por haberme guiado durante este camino.  
A mis padres Eladio Cándelo y Ana de Jesús Aguilar por inculcarme el valor de la  
educación. Tiana Vanessa Cándelo hermana de mi alma por apoyarme.*

*Andrés Felipe Cándelo Aguilar*

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos a:

El ingeniero Julio Cesar Pérez por ser el guie de este trabajo de manera desinteresada y dedicarle tiempo.

A la señorita Tatiana secretaria de posgrados de la escuela de petróleos por facilitar todos los medios que permitieron sacar adelante este estudio.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos por permitirme ser parte de este programa.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	13
1. OBJETIVOS.....	15
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
2. INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA. ....	16
2.1 PANORAMA NACIONAL DEL GAS NATURAL .....	16
2.2 INDUSTRIA DEL GAS EN LA REGIÓN PACÍFICA .....	19
2.3 IMPORTANCIA DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN EL PACÍFICO. ...	21
2.4 BUENAVENTURA .....	23
3. PANORAMA MUNDIAL DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL).....	26
4. MARCO TEORICO .....	33
4.1 GAS NATURAL LICUADO (GNL) .....	33
4.2 TRANSPORTE DE GNL. ....	35
4.2.1 Diseño Esférico Moss .....	36
4.2.2 Diseño Tipo Membrana.....	37
4.3 BRAZOS DE DESCARGA PARA GAS NATURAL LICUADO .....	38
4.4 ALMACENAMIENTO. ....	41
4.5 SISTEMA DE COMPRESIÓN (BOIL OFF GAS).....	45
4.6 RECONDENSADOR DE BOG.....	46
4.7 BOMBAS DE ALTA Y BAJA PRESIÓN. ....	48
4.7.1 Bomba de Baja Presión .....	49
4.7.2 Bomba de Alta Presión .....	49
4.8 VAPORIZADORES. ....	50
4.8.1 Vaporizadores de Combustión Sumergida.....	50
4.8.2 Vaporizador de Tablero Abierto (Open Rack) .....	51

4.8.3 Vaporizadores de aire ambiente (Ambient Air Vaporizer AAV) .....	53
4.8.4 Vaporizadores de carcasa y tubo (Shell and Tube Vaporizer STV) .....	54
5. DISEÑO CONCEPTUAL PLANTA DE REGASIFICACIÓN. ....	55
5.1 DISEÑO BRAZOS DE DESCARGA DE GNL. ....	55
5.2 DISEÑO TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GNL. ....	58
5.2.1 Dimensionamiento del Tanque de recepción de GNL.....	58
5.2.2 Espesor de pared.....	59
5.2.3 Calculo del aislante.....	61
5.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN .....	64
5.4 DISEÑO DEL RECONDENSADOR DE BOG. ....	65
5.5 DISEÑO DE BOMBAS PRIMARIA Y SECUNDARIA DEL SISTEMA .....	67
5.5.1 Bomba Primaria .....	67
5.5.2 Bomba Secundaria .....	68
5.6 DISEÑO DEL SISTEMA DE VAPORIZACIÓN.....	69
6. CONSIDERACIONES PARA UN GASODUCTO ENTRE BUENAVENTURA Y YUMBO.....	76
7. ANÁLISIS ECONÓMICO. ....	79
7.1 COSTOS DE EQUIPOS DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN.....	80
8. CONCLUSIONES.....	82
9. RECOMENDACIONES.....	83
BIBLIOGRAFIA.....	84

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Potencial Gasífero .....	16
Tabla 2. Reservas Gas Natural.....	17
Tabla 3. Reservas de Gas en Gpc.....	18
Tabla 4. Costos de transporte de GLP desde la Costa Atlántica hasta estaciones de servicio.....	20
Tabla 5. cargos de distribución y las tarifas a usuarios final .....	21
Tabla 6. Reservas Mundiales de Gas. ....	26
Tabla 7. Consumidores y Exportadores de Gas. ....	27
Tabla 8. Plantas de Licuefacción Australianas.....	29
Tabla 9. Calidad del Gas Natural.....	31
Tabla 10. Composición de Contaminantes en la Corriente de Gas. ....	34
Tabla 11. Variables de diseño Brazos de descarga.....	56
Tabla 12. Variables de diseño tanque de almacenamiento de GNL. ....	58
Tabla 13. Propiedades del acero con níquel al 9%.....	60
Tabla 14. Presión típica de diseño y operación de GNL. ....	60
Tabla 15. Condiciones de operación vaporizador tipo Open Rack. ....	69
Tabla 16. Costos de Equipos Terminal de Regasificación.....	80

## LISTA DE ILUSTRACIONES

	<b>Pág.</b>
Ilustración 1. Curva de Producción de Reservas. ....	18
Ilustración 2. Canal de Acceso a la Bahía de Buenaventura .....	24
Ilustración 3. Gráfico Bahía Interna de Buenaventura .....	25
Ilustración 4. Esquema Planta de Regasificación. ....	35
Ilustración 5. Barco Metanero de Tanque Esférico. ....	36
Ilustración 6. Barco Metanero Tipo Membrana. ....	38
Ilustración 7. Brazos de descarga de GNL .....	39
Ilustración 8. Esquema de un brazo de descarga .....	41
Ilustración 9. Corte Transversal de un Tanque de Hormigón.....	42
Ilustración 10. Vista Transversal de un taque de almacenamiento de GNL.....	44
Ilustración 11. Esquema del proceso de recondensación de BOG. ....	48
Ilustración 12. Esquema Vaporizador SCV de quemador simple.....	51
Ilustración 13. Esquema Vaporizador de Agua de Mar “Open Rack” .....	53
Ilustración 14 Diseño de Compresor en HYSYS.....	65
Ilustración 15 Simulación Planta de Regasificación.....	73

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERO DE UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GNL EN EL PACÍFICO COLOMBIANO\*.

**AUTOR:** ANDRÉS FELIPE CANDELO AGUILAR\*\*

**PALABRAS CLAVES:** GNL, BOIL-OFF, PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GNL, GASODUCTO, ECONÓMICO, RESERVAS, IMPORTACIÓN DE GAS, ON-SHORT.

### DESCRIPCIÓN:

En el presente trabajo se realiza el diseño conceptual de una planta de regasificación a ser instalada en el pacífico colombiano. En el documento, se muestra el panorama nacional de las reservas de gas natural junto con la proyección de los próximos 10 años; en los cuales de no incorporarse reservas Colombia se verá en la necesidad de importar gas natural para suplir la demanda interna. A su vez, se pueden observar los diferentes exportadores a nivel mundial junto con los más viables para el país.

El diseño es la construcción de una planta on-shore para 400MMSCF, analizando cada uno de los parámetros que intervienen en este proceso y que permiten optimizaciones de algún tipo en el proyecto. La planta es verificada mediante el uso de la herramienta informática ASPEN HYSYS.

Los valores unitarios de los equipos son calculados junto con la mano de obra de su respectiva instalación. Un punto importante en el costo de la planta es la cimentación del terreno y la falta de mano de obra calificada. Finalmente, se puede observar la estrategia de recuperación de los recursos a invertir en el proyecto.

Como valor agregado se presenta un diseño general del gasoducto que se debe construir entre Buenaventura y Jumbo, con las respectivas recomendaciones para ajustarlo a la topografía del recorrido y a los requerimientos de presión que se presenten.

---

\* Monografía de Especialización

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez, Ingeniero de Petróleos. Especialista en Ingeniería de Gas

## ABSTRACT

**TITLE:** STUDY OF TECHNICAL-FINANCIAL FEASIBILITY OF A LNG REGASIFICATION PLANT IN THE COLOMBIAN PACIFIC\*.

**AUTHOR:** ANDRÉS FELIPE CANDELO AGUILAR\*\*

**KEY WORDS:** LNG REGASIFICATION PLANT, GAS PIPELINE, ECONOMIC, RESERVATIONS, IMPORT OF GAS, ON-SHORT.

### DESCRIPTION:

In this document, the conceptual design of a regasification plant and an application in the Colombian Pacific is made. The document shows the national panorama of natural gas reserves together with the projection of the next 10 years; In which there are no reserves incorporated, Colombia will have to import natural gas to supply domestic demand. In turn, you can observe the different exporters worldwide together with the most viable for the country.

The design is the construction of an on-shore plant for 400MMSCF, analyzing each one of the parameters that intervene in this process and that allow optimizations of some kind in the project. The plant is verified by using the ASPEN HYSYS computer tool.

The unit values of the equipment are calculated together with the labor of their respective installation. An important point in the cost of silver is the foundation of the land and the lack of skilled labor. Finally, we can observe the recovery strategy of the resources to invest in the project.

As an added value, a general design of the gas pipeline to be built between Buenaventura and Jumbo is presented, with the respective recommendations to adjust it to the topography of the route and to the pressure requirements that may arise.

---

\* Monografía de Especialización

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez, Ingeniero de Petróleos. Especialista en Ingeniería de Gas

## INTRODUCCIÓN

En Colombia, la industria del gas representa un rol importante en el sistema energético y social, este se ha convertido en un motor económico para jalonar el crecimiento industrial al economizar los costos por el consumo eléctrico en la operación. A su vez, ha contribuido con el mejoramiento en la calidad de vida en los hogares permitiendo reorganizar la matriz económica y proveer servicios que en el pasado eran de difícil acceso como la calefacción en zonas frías.

Este hidrocarburo, es altamente monitoreado por los entes de control del país, los cuales pronostican un desabastecimiento en los próximos 10 años por la no certificación de reservas que aumenten el stock nacional. Si bien se han llevado a cabo hallazgos importantes en el valle del Magdalena Medio y en los departamentos de Córdoba y Sucre, no se han podido incrementar las reservas debido a la demanda. Por otro lado, en las cuencas del Mar Caribe Colombiano se tienen alentadoras perspectivas, pero estas no serán incorporadas hasta que sean profundamente analizadas a través de procesos que pueden llevar más de 7 años realizarlos y en las que el costo presenta una gran incertidumbre debido a que el fluido se encuentra en aguas profundas.

Debido a lo anteriormente descrito, existe una necesidad latente de adelantarse al problema de desabastecimiento hacia el año 2025, razón por la cual se contempla el proyecto de construir una planta regasificadora en el Pacífico Colombiano. Esta brindará una solución al futuro poco promisorio que se avecina con la disminución de las reservas de gas y contribuirá con el desarrollo social y económico de una región en la cual solo el 20% tiene acceso al gas natural domiciliario.

Por medio de esta monografía se dará a conocer el diseño conceptual de una planta de regasificación para la Región Pacífica para suplir la demanda ante un posible desabastecimiento nacional. En esta se realizará un análisis del proceso desde el Barco Metanero hasta el punto de despacho, pasando por las diferentes etapas que conlleva el convertir el fluido en estado líquido a gaseoso.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la viabilidad técnico-financiera de una planta de regasificación de GNL en el Pacífico Colombiano.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Establecer el balance nacional de gas (oferta vs demanda) que evidencie el requerimiento de una planta de regasificación en la costa Pacífica colombiana para un horizonte de 20 a 30 años.
- Identificar los posibles países productores de GNL con sus respectivas capacidades de licuefacción, disponibilidad de cargas y rutas marítimas para la importación de GNL desde la costa pacífica.
- Realizar una revisión bibliográfica de las tecnologías existentes para la regasificación de GNL y sus procesos asociados.
- Diseñar y simular a nivel conceptual el proceso seleccionado para una planta de regasificación de GNL ubicada en el Pacífico colombiano.
- Identificar los requerimientos de gasoductos, contraflujo y sistemas de compresión para la interconexión de la planta de regasificación al sistema nacional de transporte de gas natural.
- Realizar el análisis financiero de un proyecto de regasificación de GNL en el pacífico colombiano.

## 2. INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA.

En este capítulo se hablará sobre el comportamiento actual y futuro de la industria del gas en Colombia, reservas probadas, posibles y proyecciones futuras del comportamiento del gas. A su vez se puede encontrar una breve reseña acerca de la importancia de la planta de regasificación en el pacífico colombiano e información social y geográfica de la región.

### 2.1 PANORAMA NACIONAL DEL GAS NATURAL

La influencia de la industria gasífera en el país representa un alto porcentaje en el crecimiento industrial y social colombiano, esta enseña un panorama de incertidumbres a futuro debido al declive de las reservas y al aumento de la demanda. Esta situación genera que el país se vea en la obligación de aumentar la exploración petrolera de dicho recurso natural o buscar otras alternativas para suplir el desabastecimiento futuro. En la siguiente tabla, se puede apreciar el potencial gasífero del país calculado al año 2016 por el departamento de geociencias de la Universidad Nacional.

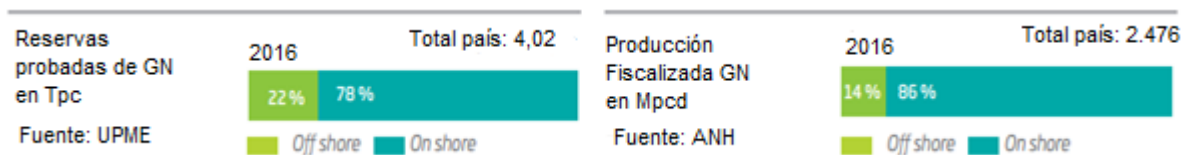
**Tabla 1 Potencial Gasífero**

RECURSOS DE GAS NATURAL 2016		
UBICACIÓN	Tpc	TOTAL
Zona Norte	10	25 Tpc
Valle Medio del Magdalena	7	
Piedemonte	8	
Polo Gasífero		
Norte	0.9	1,6 Tpc
Sur	0.6	

Fuente: PROMIGAS Informe del Sector Gas Natural 2017.

De esto, se puede inferir que, aunque el potencial gasífero del país sea de 25 Tpc no corresponden a las reservas probadas, por lo cual la exploración del mencionado recurso debe ser más agresiva, dado que la realidad muestra un panorama desalentador a futuro. Como se puede observar en la tabla 2, Colombia cuenta con 4 Tpc certificados de gas natural para producir, estos se encuentran repartidos de la siguiente forma.

**Tabla 2. Reservas Gas Natural**



Fuente: PROMIGAS Informe del Sector Gas Natural 2017.

Estos valores de reservas probadas se deben a la disminución en la actividad exploratoria principalmente en la perforación de pozos tipo A3, la cual en el año 2014 conto con 113 pozos pero en el año 2015 presento una abrupta caída a 25 pozos perforados y 21 en el 2016, todos estos datos suministrados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos demuestran que la industria se vio fuertemente afectada por los bajos precios del petróleo y la ausencia de un programa de contingencia para controlar la caída de las reservas de gas en el país.

En la siguiente tabla, se podrá observar cómo ha sido la caída de las reservas de gas en Colombia entre el año 2012-2016, se evidencia una reducción del 38% (3.263Gpc). En este periodo, la incorporación de reservas por nuevos hallazgos o por cambios en las estimaciones de los campos actuales fue mínima. Entre los hallazgos que aportaron mayor cantidad de reservas se encuentran: Nelson y Clarinete<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> PROMIGAS. Informe del Sector Gas Natural. 2017.

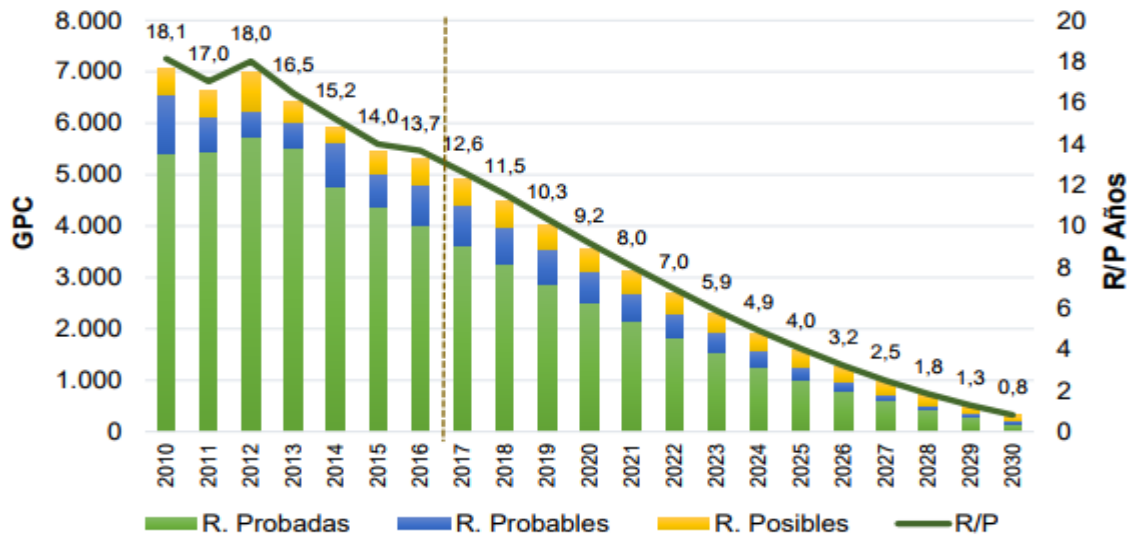
**Tabla 3. Reservas de Gas en Gpc.**

RESERVAS DE GAS NATURAL Gpc					
Tipo	2012	2013	2014	2015	2016
Probadas	5.720	5.508	4.759	4.361	4.024
	67%	64%	80%	80%	76%
Probadas y Posibles	2.864	3.068	1.156	1.082	1.297
	33%	36%	20%	20%	24%
Reservas Totales	8.584	8.576	5.915	5.443	5.321

Fuente: PROMIGAS Informe del sector Gas Natural 2017.

Teniendo en cuenta estas reservas, en la ilustración 1 se observa la curva de producción de las reservas para los próximos años, en esta no se incluyen nuevas reservas dado que estas cifras corresponden con las reportadas por las empresas operadoras a la ANH y expresa los volúmenes que esperan producir de las reservas certificadas a 31 de diciembre de 2016. Con estos volúmenes se estima una relación reservas producción de gas a 2017 de 12,6 años, valor que se reduce a 4 años en 2025 y a un año en 2029<sup>2</sup>.

**Ilustración 1. Curva de Producción de Reservas.**



<sup>2</sup>UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. Balance Gas Natural 2016-2026. 2017

Fuente: Balance Gas Natural 2016-2026 Unidad de Planeación Minero-Energética. Analizando este panorama y teniendo en cuenta que los nuevos hallazgos de gas en el país no serán incorporados a las reservas en los próximos años, se ve la necesidad de construir una planta de regasificación en el pacífico colombiano dado a su posicionamiento estratégico frente a los países vendedores de GLN y en un futuro promisorio posibles compradores. 2017.

## **2.2 INDUSTRIA DEL GAS EN LA REGIÓN PACÍFICA**

La Región Pacífica comprende la totalidad del departamento del Chocó, y las zonas costeras de los departamentos del Valle del Cauca, Cauca y Nariño. Está ubicada en la franja oeste del país, limitando al norte con Panamá, al noreste con la región Caribe, al este con la cordillera Occidental que la separa de la región andina, al sur con Ecuador y al oeste con el océano Pacífico, de donde toma su nombre. Hace parte del Chocó biogeográfico y está dividida en dos grandes zonas marcadas por el cabo Corrientes. Las principales ciudades son Buenaventura, Tumaco y Quibdó. Esta región cuenta con 1,078,753 habitantes, de los cuales solo 381.786 que corresponden a la población urbana en la ciudad de Buenaventura cuentan con el servicio de gas domiciliario. Este servicio es suministrado por la empresa gases de occidente la cual alimenta sus redes con camiones cisternas que se abastecen en otro punto del departamento del valle<sup>3</sup>. El resto de la región no cuenta con el servicio de gas domiciliario por redes de distribución, por lo tanto, se ven obligados al uso de cilindros de gas a un costo bastante elevado debido al transporte desde las urbes hasta las zonas más remotas, pero al ser el pacífico una zona selvática de difícil acceso alrededor del 30% de su población aun cocina con leña.

---

<sup>3</sup> WIKIPEDIA ENCILOPEDIA LIBRE Regiones del pacifico (Colombia) [en línea] disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Regi%C3%B3n\\_del\\_Pac%C3%ADfico\\_\(Colombia\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Regi%C3%B3n_del_Pac%C3%ADfico_(Colombia))

La red nacional de gasoductos llega hasta el municipio de Yumbo, siendo Cali la única ciudad del sur occidente del país que cuenta con el suministro de gas domiciliario alimentado directamente de la red nacional (los municipios que se encuentran en el trayecto del gasoducto mariquita-yumbo también cuentan con el servicio). Capitales como Popayán y Pasto cuentan con el servicio de gas natural, pero al igual que Buenaventura se ven en la obligación del uso de camiones cisternas con GLP.

Estas ciudades ven como el costo del hidrocarburo es más alto comparado con otras capitales del país, esto debido a que los costos de transporte desde los lugares de producción hasta los puntos de consumo son muy variables. Al estar soportado el negocio del gas en el norte del país, los consumidores del sur se ven castigados debido a que los proyectos de expansión y mejoramiento del servicio no los tienen en cuenta. En la tabla 4, se pueden observar los costos de transporte de GLP desde la costa atlántica a los principales consumidores del país.

**Tabla 4. Costos de transporte de GLP desde la Costa Atlántica hasta estaciones de servicio.**

<b>Bogotá</b>	<b>Cop\$/galón</b>	<b>704</b>
<b>Medellín</b>	Cop\$/galón	420
<b>Cali</b>	Cop\$/galón	704
<b>Costa Caribe</b>	Cop\$/galón	50

Fuente: Unidad de Planeación Minero-energética Subdirección de Hidrocarburos. 2017

Como se puede observar, Cali posee el mismo valor de transporte que Bogotá, pero el resto de la región asume un valor adicional de transporte debido al uso de los camiones cisterna, lo cual se ve reflejado en el precio del gas por metro cúbico. En la región, el principal suministrador de gas domiciliario es la empresa Gases de Occidente en los departamentos del Valle del Cauca y Cauca. En la siguiente tabla se puede apreciar una diferencia en los precios de facturación del servicio

dependiendo la distancia entre Cali y la ciudad a la cual se le está suministrando, siendo Buenaventura la que paga la tarifa más alta. En la tabla 5, se puede apreciar los costos para el usuario.

**Tabla 5. Cargos de distribución y las tarifas a usuarios final**

CIUDAD	CUEq \$/m3	TA \$/factura
<b>Cali (valle)</b>	2054.75	919.47
<b>Buenaventura (valle)</b>	2772.37	1176.88
<b>Puerto Tejada, Santander de Quilichao, Villa Rica (Cauca)</b>	2215.32	1005.08

Fuente: Gases de Occidente [en línea]. Disponible en: <https://www.gasesdeoccidente.com/>

Esta tabla se construyó con los datos suministrados por la empresa gases de occidente en su página web. La comparación entre los municipios solo se realiza para el rango 1 que son los consumidores entre 0-20 metros cúbicos al mes, a su vez el estrato que se toma como referencia también es el 1, este cuenta con un subsidio que va del 54-57.55% dependiendo el municipio. De esto se puede inferir que la región no posee una estabilidad en el precio del gas debido al difícil acceso de este. Al comparar estos valores con ciudades como Bogotá (842.06 \$/m3 valor Fenosa) se puede observar que el transporte es la principal razón de los elevados costos en la región.

### **2.3 IMPORTANCIA DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN EL PACÍFICO.**

La construcción de una planta de regasificación en el pacífico, beneficiaría a toda la región y sus alrededores; en primer lugar, va a generar una fuente “local” de abastecimiento de este combustible; en segundo lugar, dotará al puerto de la posibilidad de un servicio de gas eficiente (hoy se lleva comprimido en camiones cisterna); además, los empleos e impuestos que conllevaría, permiten vislumbrar nuevos negocios y oportunidades vinculadas a la cadena de los hidrocarburos,

prácticamente inexistentes en nuestra región. Desde ya se plantea la posibilidad de una usina de generación eléctrica al lado de la de regasificación; pero se puede también pensar en industrias transformadoras de ese gas y en otras de manufactura intensiva en energía<sup>4</sup>.

Paralelo a este proyecto, se debe conectar el puerto de Buenaventura con el municipio de Yumbo a través de un gasoducto que enlazaría a la planta de regasificación con la red nacional de distribución. Esto permitiría que la planta abastezca al interior del país en cuanto se presente el desabastecimiento, bien sea por el declive en las reservas o por problemas climáticos. Asimismo, jalonaría la industria en la región ya que aseguraría el abastecimiento del gas para las futuras conversiones que se presenten en el parque industrial y reduciría los costos en la generación eléctrica por parte de las termoeléctricas de la región que se vieron afectadas con el pasado fenómeno del niño. Por otro lado, ayudaría al medio ambiente pues la reducción en el costo del cilindro del gas propano permitiría que hogares que hoy cocinan con leña accedan a este servicio a un costo más bajo contribuyendo a reducir la deforestación que afecta a la selva pacífica.

El lugar escogido para su construcción es el municipio de Buenaventura, este es actualmente el principal puerto de Colombia y cuenta con una ubicación estratégica al estar bien posicionado frente a posibles suministradores del gas como Perú, Estados Unidos, Trinidad y Tobago, Australia, Qatar y posibles compradores en el caso de exportar como los países asiáticos. Al mismo tiempo, cuenta con la know-how para el manejo de grandes embarcaciones marítimas y la infraestructura portuaria que facilitaría la operación.

---

<sup>4</sup> PIEDRAHITA, ESTEBAN. Gas en el Pacífico. En: Revista Semana-Opinión [en línea]. 25 de agosto del 2017. Disponible en internet: <https://www.semana.com/opinion/articulo/gas-en-el-pacifico/537806>.

## 2.4 BUENAVENTURA

Oficialmente Distrito Especial, Industrial, Portuario, Biodiverso y Ecoturístico de Buenaventura, es un puerto de Colombia localizado en el departamento del Valle del Cauca. Se encuentra a orillas de la Bahía de Buenaventura perteneciente al océano Pacífico. Distancia a 121 km por carretera a Cali la cual está separada de ella por la Cordillera Occidental de los Andes y a 528 km de Bogotá, la capital del país. Aparte de esto, es el municipio más grande en toda la región del pacífico y de mayor extensión del departamento del Valle del Cauca<sup>5</sup>. Según el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) a 2016, la ciudad posee 407.539 habitantes, con distribución de población 90,4% en el casco urbano y 9,6% rural. El 51,8% de sus habitantes son de sexo femenino y 48,2% del sexo masculino.

El canal de acceso para los buques en su parte más externas de la boya 9-10 a la 11-12 tiene profundidades entre los 12.6 y 13.5 metros, entre las boyas 11-12 a las 25-26 una profundidad de 13 metros y entre las boyas 25-26 a la 41-42 tiene una profundidad de 12.5 metros. Este canal tiene una longitud de 18 millas náuticas y un ancho entre los 160 y los 200 metros. Esto permite la entrada de buques de gran calado como el EMMA MAERSK el cual tiene 397 metros de eslora lo cual lo clasifica como un buque triple E. Teniendo en cuenta esto, el canal de acceso a la zona portuaria de Buenaventura no presenta restricciones para la navegabilidad de un barco metanero.

---

<sup>5</sup> WIKIPEDIA ENCLOPEDIA LIBRE Buenaventura (Valle del Cauca) [en línea] disponible en: [dehttps://es.wikipedia.org/wiki/Buenaventura\\_\(Valle\\_del\\_Cauca\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Buenaventura_(Valle_del_Cauca))

## Ilustración 2. Canal de Acceso a la Bahía de Buenaventura



Fuente: GOOGLE Canal de Buenaventura [en línea] disponible en: <https://goo.gl/kq4c7P>

Una vez dentro de la bahía portuaria, se debe escoger el lugar que facilite el acceso vehicular para la construcción de la planta, este puede estar situado cerca a la actual zona de guardacostas que cuenta con la vía que va al muelle multimodal Agua Dulce. Al mismo tiempo esta ubicación facilitaría el diseño del gasoducto al poder ir paralelo al actual poliducto que pasa por el comienzo de esta vía. En la ilustración 3, se pueden observar los puertos que conforman la bahía de Buenaventura junto con la estación de la guarda costera.

### Ilustración 3. Gráfico Bahía Interna de Buenaventura



Fuente: GOOGLE Sociedad Puerto Industrial Agua Dulce Buenaventura [en línea] disponible en: <http://www.puertoaguadulce.com/es/nuestro-puerto/>

### 3. PANORAMA MUNDIAL DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL)<sup>6</sup>

A través de los años la demanda de GNL se ha incrementado, dado que el engrosamiento de la población y la agudización de fenómenos naturales contribuyen al aumento del consumo de gas. En el 2016, esta tendencia presentó un ligero cambio cuando el incremento de consumo de energía se situó por debajo del 1%. Esto se debe a que la sociedad se ha puesto en la tarea de encontrar fuentes alternas de energía que sean más amigables con el medio ambiente; también, a que las reservas de gas a nivel mundial no han presentado variaciones considerables. En la siguiente tabla se puede observar las reservas mundiales de gas natural.

**Tabla 6. Reservas Mundiales de Gas.**

RESERVAS MUNDIALES PROBADAS DE GAS NATURAL - Tpc							
Región	2012	2013	2014	2015	2016	TACC 2012 - 2016	Variación 2015 - 2016
Oriente Medio	2.814	2.825	2.827	2.804	2.803	(0,1 %)	(0,04 %)
Europa y Eurasia	2.001	2.008	2.012	2.006	2.002	0,02 %	(0,2 %)
Asia Pacífico	523	536	545	571	619	4 %	8 %
África	510	501	506	503	503	(0,3 %)	0,1 %
Norteamérica	391	422	450	393	393	0,1 %	0 %
Sur y Centroamérica	271	270	269	271	268	(0,3 %)	(1 %)
<b>Total</b>	<b>6.510</b>	<b>6.562</b>	<b>6.610</b>	<b>6.548</b>	<b>6.589</b>	<b>0,3 %</b>	<b>1 %</b>

Fuente: Informe del Sector Gas Natural 2017 Promigas.

En el 2016 el consumo mundial de gas natural presentó un incremento de 1,5%, este fue menor a la media de la última década la cual fue del 2,3%. Esto

<sup>6</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA (UPME). Definición y elaboración de las condiciones técnicas de ingeniería conceptual<sup>1)</sup> para la construcción de la planta de regasificación en la bahía de Buenaventura. Noviembre 2017.

desencadenó un crecimiento del mercado de gas natural del 4,8%, generando un récord en el comercio de GNL para el año 2016 de 258 MT. Esta demanda fue asumida en gran parte por Australia y la puesta en marcha de un nuevo tren de licuefacción en Malasia, así como el aporte del golfo de México con gas proveniente del shale y la puesta en funcionamiento de la terminal de Angola en un 100%. En la siguiente gráfica, se puede observar los principales consumidores y exportadores de GNL.

**Tabla 7. Consumidores y Exportadores de Gas.**

GAS NATURAL LICUADO (GNL) - 2016 - Billones de m <sup>3</sup>									
EXPORTADORES									
IMPORTADORES	Qatar	Australia	Malasia	Nigeria	Indonesia	Argelia	Trinidad y Tobago	Otros	Total importaciones
Japón	16	29	20	2	9	0	0	32	108
Corea del Sur	16	6	5	1	6	0	0	11	44
China	7	16	3	0	4	0	0	5	34
India	14	1	0	3	0	0	1	4	23
Taiwan	8	0	3	1	3	0	0	4	19
España	2	0	0	5	0	3	1	3	13
Reino Unido	10	0	0	0	0	0	0	0	10
México	0	0	0	1	0	0	0	4	6
Otros	32	4	0	11	0	12	12	16	88
<b>Total exportaciones</b>	<b>104</b>	<b>57</b>	<b>32</b>	<b>24</b>	<b>21</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>78</b>	<b>347</b>

Fuente: PROMIGAS Informe del Sector Gas Natural 2017.

Como se observa en la tabla 7, Qatar es el principal exportador de GNL a nivel Mundial. Sin embargo, Australia fue el que tuvo el mayor crecimiento, pues paso de exportar 38 billones de m<sup>3</sup> en 2015 a 57 billones de m<sup>3</sup> en 2016, desplazando a Malasia como segundo país exportador en el mundo. Este incremento se sustenta en la entrada de tres de siete proyectos que se encontraban en desarrollo a finales de 2015, con los que este país espera convertirse en el primer exportador mundial de GNL relegando a Qatar.

**QATAR**<sup>7</sup>. Ubicado en oriente medio es el principal exportador de GNL a nivel mundial. Siendo el gas su fuente principal de ingresos posee reservas que le permitirán mantener la producción al ritmo actual unos 140 años, abasteciendo a todo el planeta, incluidos sus vecinos. El emirato es el tercer productor de este combustible —por detrás de EEUU y Rusia— y en la actualidad sus exportaciones de gas natural licuado o GNL ascienden a (31% del mundo, o 78,8 millones de toneladas). de hecho, exporta como GNL la mayoría (58%) del gas extraído en la región.

Los ingresos generados por las exportaciones son una fuente estable de financiación para realizar grandes inversiones en infraestructuras y diversificar la economía nacional. El 72% de las exportaciones de GNL terminó en Asia-Pacífico en 2014. Entre sus principales compradores están: Japón (20.200 millones de metros cúbicos), EAU (17.700 millones), Corea del Sur (16.300 millones), India (13.500 millones), Reino Unido (11.900 millones), Taiwán (8.700 millones), China (6.500 millones), Italia (5.800 millones) y Omán (2.100 millones). En Sur América: Argentina y Brasil recibieron un total de 0.644 millones de metros cúbicos, lo cual representó un 164% por encima del promedio mensual de 0.244 millones de metros cúbicos para el año 2015<sup>8</sup>.

Qatar, tiene una capacidad de producción de 170,30 MMm<sup>3</sup>gnl/año y en la actualidad exporta 161,39 MMm<sup>3</sup>gnl/año, esto lo deja con una carga de 8,91 MMm<sup>3</sup>gnl/año para vender a posibles compradores<sup>9</sup>.

---

<sup>7</sup> GERARD, Mateo. Catar Produce un Tercio del Gas Natural Licuado del Mundo. En: Crónica [en línea]. 12 de junio del 2017. Disponible en internet: [https://cronicaglobal.lespanol.com/graficnews/catar-produce-tercio-gas\\_74636\\_102.html](https://cronicaglobal.lespanol.com/graficnews/catar-produce-tercio-gas_74636_102.html).

<sup>8</sup>GNL GLOBAL. Qatar activo para mantener su liderazgo en el mercado de GNL. [en línea]. Septiembre 24 del 2015. Disponible en internet: <http://www.gnlglobal.com/mercados/medio-orient/qatar-activo-para-mantener-su-liderazgo-en-el-mercado-de-gnl/>.

<sup>9</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGETICA. Proyección de Precios de los Energéticos para Generación Eléctrica. Enero 2017-Diciembre 2035. Subdirección de Hidrocarburos. Noviembre 30 del 2017.

**AUSTRALIA**<sup>10</sup>. Este país situado en el continente de Oceanía cuenta con un plan agresivo que lo llevara en el año 2018 a ser el principal exportador de GNL a nivel mundial. Entre los años 2013-2014 Australia exportó 24 millones de toneladas de carga de GNL. En el año 2015, sus exportaciones alcanzaron un valor de 30,4 millones de toneladas de GNL. Su plan de expansión se basa en la construcción de una serie de plantas de licuefacción de gas proveniente de mantos de carbón (yacimientos no convencionales) las cuales han ido incrementando su capacidad progresivamente, estas son<sup>11</sup>:

**Tabla 8. Plantas de Licuefacción Australianas.**

Antes del 2014	Capacidad en mtpa	Entre 2014 y 2016	Capacidad en mtpa	Después del 2016	Capacidad en mtpa
<b>North West Shelf</b>	16,3	Queensland Curtis LNG	8,5	Prelude	**
<b>Darwin LNG</b>	3,7	Gladstone LNG	*	Wheatstone	**
<b>Pluto</b>	4,3	Australia Pacific LNG	*	Ichthys	**

\*Estas dos plantas junto con el proyecto Queensland tienen una capacidad combinada anual de 25,3 mtpa.

\*\*Estos tres proyectos se encuentran en construcción y se espera que añadan 21,4 mtpa.

Fuente: GNL GLOBAL. Proyectos de GNL en Australia. Abril 01 del 2016. [en línea] Disponible en internet: <http://www.gnlglobal.com/noticias/proyectos-de-gnl-en-australia/>.

En líneas generales se espera un incremento en la producción de gas natural para 2018 y 2019 del 18,06% y del 15,54% respectivamente, permitiendo a Australia liderar la exportación mundial de GNL en 2019, con 74 millones de toneladas<sup>12</sup>. Para

<sup>10</sup> SARALEGUI, Diego. Australia hace punta en el desarrollo del GNL. Petrotecnia. Abril 2016.

<sup>11</sup> GNL GLOBAL. Proyectos de GNL en Australia. Abril 01 del 2016. [en línea] Disponible en internet: <http://www.gnlglobal.com/noticias/proyectos-de-gnl-en-australia/>.

<sup>12</sup> AGUILERA, Julián JIMÉNEZ. El mercado del gas natural en Australia. Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Sídney. Febrero 2018.

el 2020 se proyecta que las exportaciones sean de 80 millones de toneladas por año de GNL.

Australia, tiene una capacidad de producción de 62,80 MMm<sup>3</sup>gnl/año y en la actualidad exporta 62,31 MMm<sup>3</sup>gnl/año, lo cual lo deja con un cupo de venta equivalente a 0,49 MMm<sup>3</sup>gnl/año.

### **OTROS MERCADOS<sup>13</sup>.**

Si bien Qatar y Australia tienen la suficiente capacidad para venderle a Colombia grandes cantidades de GNL, los altos costos del transporte encarecerían la operación. Otros países asiáticos, africanos y de medio oriente con cupo de venta son: Yemen con 11,64 MMm<sup>3</sup>gnl/año, Indonesia 43,64 MMm<sup>3</sup>gnl/año, Nigeria 11,23 MMm<sup>3</sup>gnl/año, Argelia 38,06 MMm<sup>3</sup>gnl/año. Estos países cuentan con situaciones políticas complejas que pueden dificultar la compra de GNL para Colombia.

Por otro lado, en el continente americano existen países que pueden proveer a Colombia de GNL si construye la planta de regasificación sobre el pacífico, estos son:

Estados Unidos de América. En la actualidad cuenta con una carga para venta de 6,74 MMm<sup>3</sup>gnl/años provenientes de la planta de licuefacción de Sabine Pass ubicada entre los estados de Texas y Louisiana, el acceso a esta planta es a través de un canal en el río que lleva el mismo nombre a 3,7 millas náuticas de la costa. Cuenta con 5 tanques de almacenamiento para una capacidad de 17 Bcfe.

---

<sup>13</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGETICA. Proyección de Precios de los Energéticos para Generación Eléctrica Enero 2017-Diciembre 2035. Subdirección de Hidrocarburos. Noviembre 30 del 2017.

Trinidad y Tobago. El país caribeño cuenta con una carga disponible de venta de 13,39 MMm<sup>3</sup>gnl/año. Esto proveniente de la planta Atlantic conformada por 4 trenes de licuefacción. Esta planta está ubicada en el municipio de Point Fortin y cuenta con una producción anual de 14.8 millones de toneladas anuales de GNL.

Perú. Cuenta con la primera planta de licuefacción de Sur América operada por Perú LNG posicionándolos como los líderes en el mercado de GNL en la región. Tiene una disponibilidad de venta de 0,80 MMm<sup>3</sup>gnl/año. Esta se encuentra restringida debido a los problemas en la capacidad de transporte desde el yacimiento hasta la costa. La planta cuenta con 5 tanques de almacenamiento con una capacidad individual de 130.000 metros cúbicos.

Las calidades del GNL producidos por los dos últimos se observa en la siguiente tabla:

**Tabla 9. Calidad del Gas Natural.**

COMPONENTE	PERÚ	TRINIDAD Y TOBAGO
Nitrógeno	0,57%	0,01%
Metano	89,07%	96,78%
Etano	10,26%	2,78%
Propano	0,10%	0,37%
C4+	0,01%	0,06%
Densidad del LNG (kg/m <sup>3</sup> )	451,8	431,03
Densidad del Gas (kg/m <sup>3</sup> )	0,79	0,74
Poder Calorífico (MJ/Nm <sup>3</sup> )	42,90	41,05

Fuente: (UPME). Definición y elaboración de las condiciones técnicas de ingeniería conceptual<sup>1</sup> para la construcción de la planta de regasificación en la bahía de Buenaventura. 2017.

Los suministros de GNL a la futura terminal de Regasificación pueden proceder de esas dos localizaciones. Perú LNG está más próxima y permitiría un suministro más rápido y fiable, con menores costos de transporte. La terminal de Atlantic LNG está algo más alejada, pero cuenta con mayor producción. Los costes de transportes se

incrementarían por la mayor distancia a lo que habría que sumar la tarifa de paso por el Canal de Panamá. Únicamente el GNL de Perú debería ajustar (mínimamente) su poder calorífico. Habitualmente las Terminales de Regasificación incorporan sistemas de inyección de nitrógeno hasta conseguir el poder calorífico requerido<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGETICA. Definición y elaboración de las condiciones técnicas de ingeniería conceptual<sup>1</sup> para la construcción de la planta de regasificación en la bahía de Buenaventura. Noviembre 24 del 2017.

## 4. MARCO TEORICO

Durante el desarrollo de este capítulo se hará un estado del arte de los principales equipos que intervienen en el proceso de regasificación del gas natural licuado. A su vez, se hablarán de las generalidades del GNL y su transporte.

### 4.1 GAS NATURAL LICUADO (GNL)<sup>1516</sup>

A nivel mundial, el gas natural es considerado como la tercera fuente de energía siendo el petróleo y el carbón las dos primeras. El continente asiático, es considerado como el mayor productor de gas del Mundo, siendo Oriente Medio el lugar con las mayores reservas. Estas, deben ser transportadas en barcos conocidos como Metaneros, los cuales transportan el gas en fase líquida desde los países exportadores hasta los importadores.

Los Metaneros, transportan el gas natural licuado (GNL) que es un gas natural que ha sido enfriado hasta el punto de que se condensa a un líquido, este cambio de fase ocurre a una temperatura de aproximadamente (-160°C) y presión atmosférica. A su vez, la licuefacción reduce el volumen aproximadamente 600 veces permitiendo que los buques almacenen grandes volúmenes para llevar a su lugar de destino. El gas, debe cumplir con una serie de especificaciones composicionales con el objetivo de proteger los equipos que se ven involucrados en el proceso.

---

<sup>15</sup> FOSS, M., & HEAD, C. E. E. Introducción al GNL. Center for Energy Economics, University of Texas, Bureau for Economic Geology. 2003< [http://www.beg.utexas.edu/energyecon/Ing/documents/CEE\\_INTRODUCCION\\_AL\\_GNL.pdf](http://www.beg.utexas.edu/energyecon/Ing/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf), 10(15), 2008.

<sup>16</sup> GASCAN El gas natural en el mundo. [en línea] disponible en: <http://www.gascan.es/web-es/el-gas-natural/el-gas-natural-en-el-mundo>.

Una vez retirado los elementos que pueden causar hidratos o corrosión de la corriente de gas, este debe quedar bajo la especificación que se muestra en la siguiente tabla para comenzar el proceso de licuefacción.

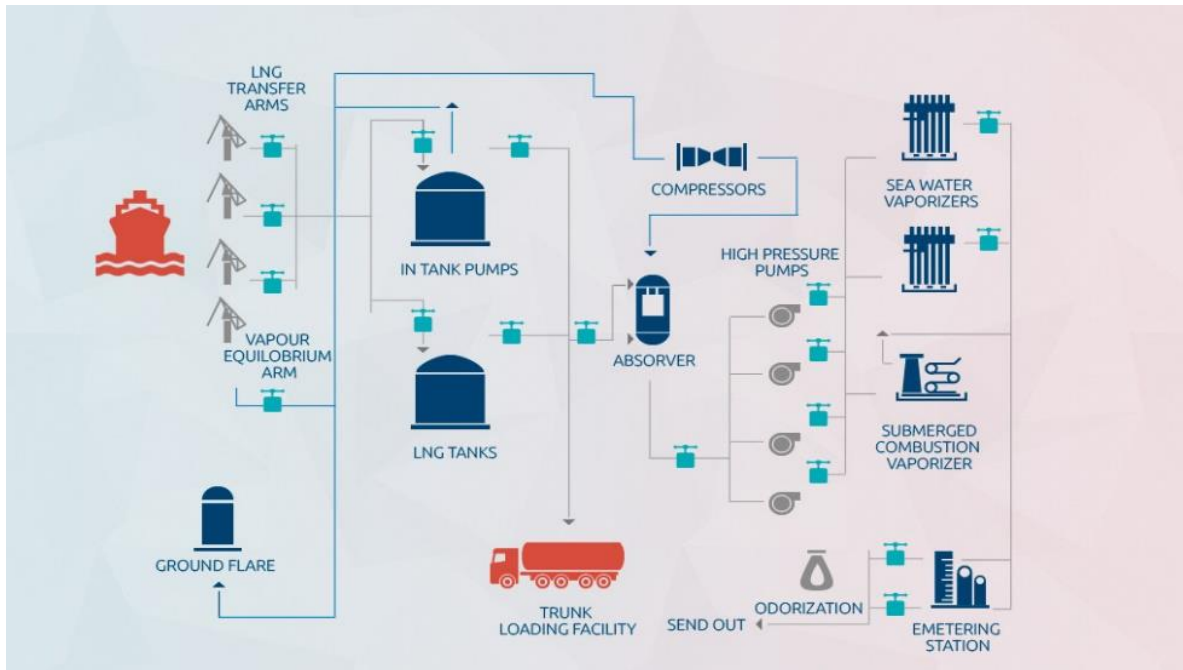
**Tabla 10. Composición de Contaminantes en la Corriente de Gas.**

CONTAMINANTE	COMPOSICIÓN
Ácido Sulfhídrico	< 6 PPM (peso)
Agua	< 1 PPM (volumen)
Bióxido de Carbono	< 100 PPM (volumen)
Hexanos C6+	Máximo de 10-6 g/m <sup>3</sup>
Mercurio	Máximo de 10 microgramos por m <sup>3</sup> (O C,760mm Hg)

Fuente: MONTEMAYOR, Arthur. Licuefacción y Transporte de Gas.

Una vez realizado este proceso, el gas pasa por medio de equipos que bajo el efecto de Joule-Thompson llevan a cabo la criogenización y expansión del gas a través de una válvula, dando como resultado final el Gas Natural Licuado. En el siguiente esquema, se pueden visualizar las diferentes etapas del proceso de regasificación de GNL. Estas serán analizadas durante el diseño conceptual de la planta de regasificación para el pacífico colombiano.

#### Ilustración 4. Esquema Planta de Regasificación.



Fuente: GOOGLE: Esquema planta de regasificación. [en línea] disponible en: <https://goo.gl/nXhwjy>

#### 4.2 TRANSPORTE DE GNL.

Los barcos conocidos como Metaneros juegan un papel importante en la cadena del gas a nivel mundial, pues permiten el transporte de grandes volúmenes de fluido alrededor del mundo en forma líquida, optimizando así los costos de operación para las empresas exportadoras e importadoras de GNL.

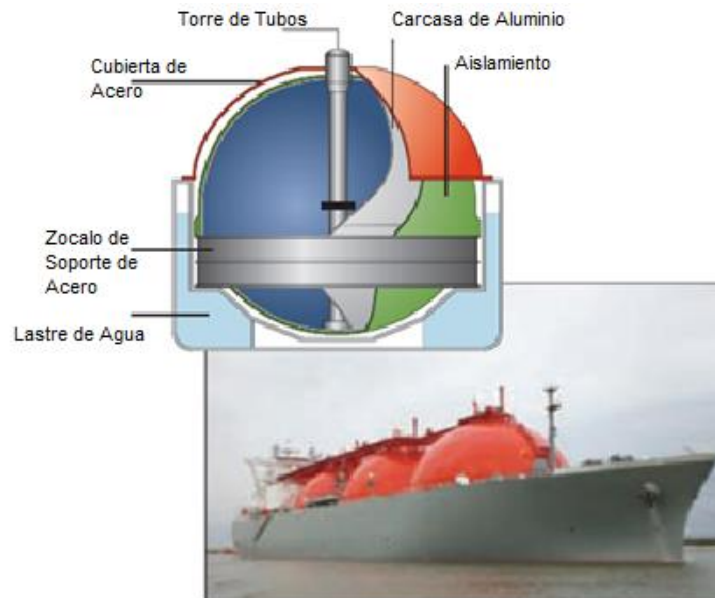
Los Transportadores de gas natural licuado, son embarcaciones de casco dobles que al ser aislados previenen el goteo o ruptura en el evento de un accidente. El GNL se encuentra contenido dentro del casco interior lugar en el que se mantiene

a presión atmosférica y (-161°C). Tres tipos de sistemas de almacenamiento han evolucionado como los estándares<sup>17</sup>, estos son:

- El diseño esférico (Moss) con un 52% de la flota.
- El diseño de membrana con un 43% de la flota.
- El diseño estructural prismático con un 5% de la flota.

**4.2.1 Diseño Esférico Moss.**<sup>18</sup> Los esféricos son tipo Moss Rosenberg por ser diseñados por esta empresa noruega. Están contruidos en acero inoxidable y son autoportantes, o sea que ellos soportan la carga. Debido a la infraestructura que deben crear los astilleros para construirlos han perdido mercado hoy en día con respecto a los de membrana. Son muy característicos por tener un sistema de contención de carga muy particular, que incluye cuatro o más grandes tanques esféricos, cuyas semiesferas destacan sobre la cubierta principal.

#### Ilustración 5. Barco Metanero de Tanque Esférico.



Fuente: GOOGLE: Barco metanero. [en línea] disponible en: <https://goo.gl/GWiQBJ>

<sup>17</sup> FOSS, M., & HEAD, C. E. E. (2003). Op. Cit..

<sup>18</sup> WIKIPEDIA ENCICLOPEDIA LIBRE Metanero Tipos [en línea] disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Metanero#Tipos>

**4.2.2 Diseño Tipo Membrana<sup>19</sup>.** Los metaneros de membrana están hoy día diseñados y licenciados por Gaz Transport & Technigaz's, que es la unión de dos empresas. El peso de la carga se trasmite al casco interior a través de las membranas y aislamientos. Tienen varios diseños, siendo los más comunes el GT-96, el Mark III y el CS1.

El primero, GT-96, consiste en dos membranas lisas de Invar de 0,6 mm de espesor. Este material tiene prácticamente un coeficiente de dilatación térmica de 0. Entre las dos membranas y entre la segunda y el casco interior lleva cajas de aislamiento, rellenas de perlita.

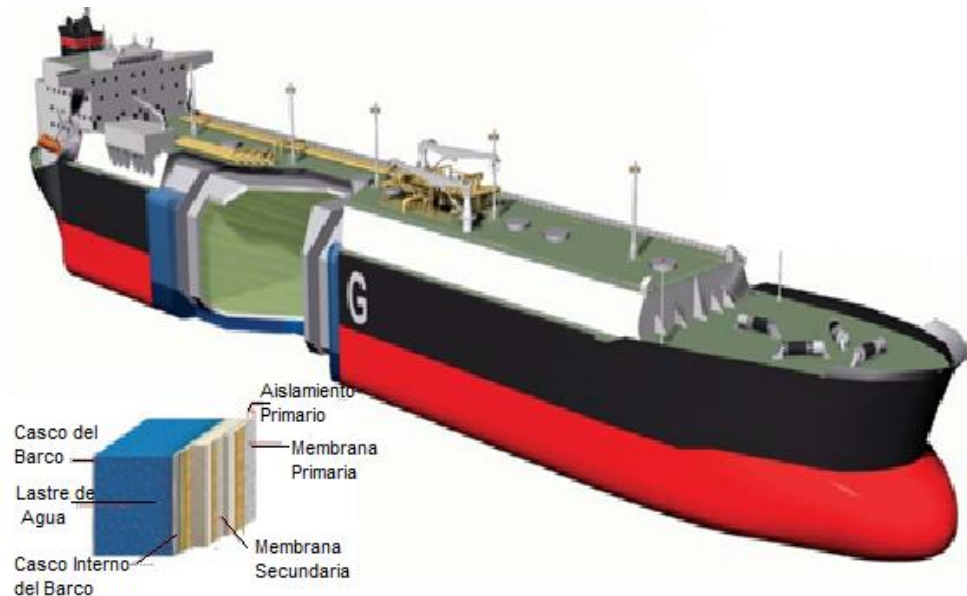
Los otros dos, Mark III y CS1, son evoluciones más modernas de otros tipos. Tienen la membrana primaria corrugada, o sea que absorbe las dilataciones en el corrugado. La membrana secundaria es de otro material, llamado tríplex en el caso del Mark III. Son más baratos de construir que los GT-96, pero parece que han producido bastantes problemas por pérdidas en dicha membrana secundaria.

Aproximadamente el 60% de los buques de GNL actualmente en servicio cuentan con sistemas de contención de carga de tipo «membrana», destacando fácilmente de otros tipos de buque por la elevada cubierta sobre la cubierta principal, ya que debajo de ella van los tanques.

---

<sup>19</sup> Ibíd.

### Ilustración 6. Barco Metanero Tipo Membrana.



Fuente: GOOGLE. Barco metanero tipo membrana. [en línea] disponible en: <https://goo.gl/Q1YvF8>

### 4.3 BRAZOS DE DESCARGA PARA GAS NATURAL LICUADO<sup>20</sup>

En las terminales de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL el proceso de descarga se realiza a través de los brazos articulados que se conectan al manifold del metanero una vez que el barco ha atracado, estos se dimensionan para descargar un barco en aproximadamente 12 horas dependiendo la capacidad de transporte del barco.

<sup>20</sup> VALLÈS FERNÁNDEZ. Estudio de la utilización de caudalímetros certificados para el custody transfer en metaneros. 2014.

## Ilustración 7. Brazos de descarga de GNL



Fuente: GOOGLE Brazos de descarga de GNL. [en línea] disponible en: <https://goo.gl/iTrmZb>

Para proceder con la descarga, los brazos son enfriados gradualmente hasta la temperatura del GNL (-160°C). Tres de estos brazos se ocupan de la descarga de líquido, el cuarto brazo que es adicional recupera el vapor generado y lo devuelve al barco, manteniendo con ello una presión positiva que permite el flujo permanente de GNL entre el barco y la terminal. El vapor sobrante es comprimido por los compresores de GBO (gas de boil-off) y enviado al re-licuador para su recuperación.

El proceso, se lleva a cabo con las bombas del barco metanero que envía el GNL hasta los tanques de almacenamiento. Durante toda la operación de descarga del buque (maniobra de los brazos y descarga del buque propiamente dicha) al menos un operador de la planta permanecerá en el muelle. Esta operación debe contar con una supervisión permanente y una asignación de tareas específicas para proteger la integridad de los operadores y los equipos.

Durante la descarga de 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, una parte

se envía, como se dijo anteriormente para el barco y otra para el tanque de almacenamiento<sup>21</sup>.

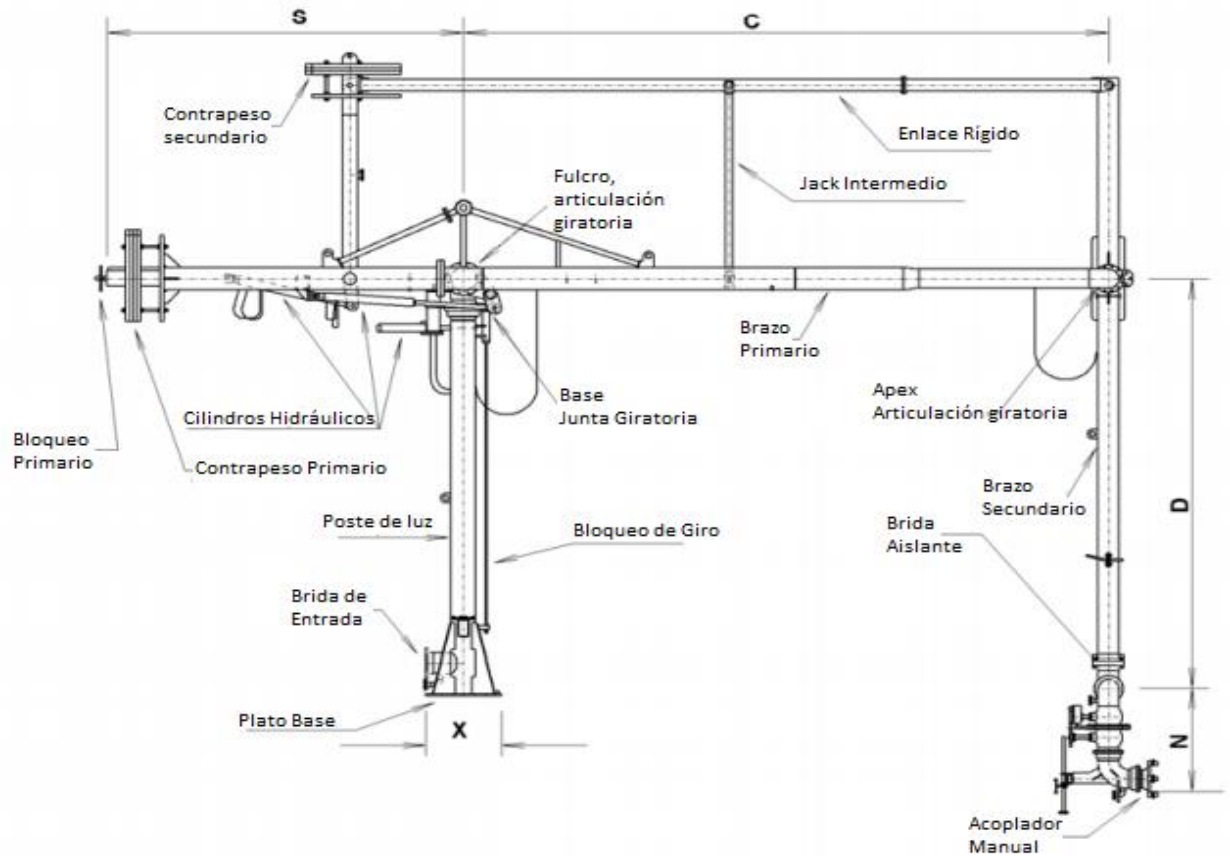
Un factor crítico en el diseño de los brazos de descarga es el material que se usa en la construcción de estos para reducir las pérdidas. Este debe tener buenas propiedades mecánicas a  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$  y a su vez estar cubierto por un aislante que impida la ganancia de calor desde el exterior. Los aceros inoxidable austeníticos poseen una combinación única de propiedades que lo hacen muy útiles a temperaturas criogénicas. Estos aceros presentan una resistencia mecánica más alta que a temperatura ambiente, mientras que su dureza se ve muy poco degradada. En cuanto al aislante, un material con una conductividad térmica baja y que a la vez es fácil de instalar, reparar y con un costo razonable es la lana mineral, comúnmente utilizada en diversas aplicaciones de aislación<sup>22</sup>. En la siguiente ilustración se puede observar cómo está constituido un brazo de descarga.

---

<sup>21</sup> CAÑAS ROJAS, Danny Guillermo. Estudio de Factibilidad Técnica para la construcción de una planta de regasificación (GNL) en Colombia. 2015.

<sup>22</sup> CUEVAS STREETER, Alejandro. DEL CASTILLO CAMUS, Guillermo. RIVERA TORRES, Jorge. Instalaciones Portuarias Terminal de Descarga de Gas Natural Licuado. Ingeniería Mecánica Facultad de Ciencias y Matemáticas Universidad de Chile. Santiago, Julio del 2008.

### Ilustración 8. Esquema de un brazo de descarga



Fuente: GOOGLE: Terminales de descarga de gas natural licuado [en línea].  
Disponibile en: <https://tinyurl.com/ybjwz65x>.

#### 4.4 ALMACENAMIENTO.<sup>2324</sup>

Las centrales de almacenamiento de gas natural licuado poseen tanques de interior metálico (acero al 9% de Ni) y tanques de exterior de hormigón pretensado. Este es capaz de contener una eventual fuga de GNL desde el tanque interior. Estos

<sup>23</sup> ARIAS, Jorge Marcelo. Gas Natural Licuado (Tecnología y Mercado). Trabajo Investigativo. Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". 2006

<sup>24</sup> ZARZO JIMÉNEZ, Carlos. Tanque Aéreo de Almacenamiento de Gas Natural Licuado de Tipo Membrana y 200.000 m<sup>3</sup> de Volumen. Trabajo Fin de Máster. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Universidad Politécnica de Madrid. Septiembre del 2014.

tanques, están separados por un material aislante que impide la entrada de calor al interior proveniente del medio ambiente. La base de hormigón del fondo del depósito exterior está atravesada por una serie de tubos que contienen resistencias de calefacción, esto con el objetivo de impedir que la temperatura en el terreno sea superior a la de congelación.

### Ilustración 9. Corte Transversal de un Tanque de Hormigón.



Fuente: GOOGLE: Corte transversal de un tanque de hormigón. [en línea] disponible en: <https://goo.gl/R5XihQ>

El material aislante debe cumplir con propiedades incombustibles, de compatibilidad con el GNL para que mantenga sus propiedades aislantes al contacto con este y claramente con propiedades aislantes pertinentes, para que así la ganancia de calor sea la menor posible. Los tanques de GNL se fabrican generalmente para que la pérdida de gas diaria sea menor al 0.05 % del volumen, esto es porque, al ser un almacenamiento criogénico, se puede auto-refrigerar sacando un cierto porcentaje de gas del contenedor para así mantener la presión dentro constante, esto se llama auto-refrigeración. Un material que cumple con todas estas características es la

perlita expandida, la cual es vastamente usada en la aislación térmica de tanques de GNL<sup>25</sup>.

La tapa del depósito interior la constituye un techo suspendido de la cúpula del exterior por medio de tirantes. Este permite la comunicación entre los vapores presentes sobre la superficie del líquido y el gas contenido bajo la cúpula. El techo suspendido está aislado, por el lado cúpula, con una manta de fibra de vidrio.

Hay distintos tipos de tanques. La norma europea EN 14620 hace la siguiente clasificación:

- Pared simple.
- Doble pared (Doble contención).
- Pared integrada (Contención total).
- De membrana.

Además, se pueden clasificar los tanques en función de su posición con respecto al nivel del suelo:

- Aéreos.
- Semienterrados.
- Enterrados.

Tanque de contención simple: es el más barato de construir, dado que solo tiene un contenedor capaz de retener el producto. Su tiempo de construcción es más corto que el resto y la carga que transmite al subsuelo es la más baja ofrecida entre las tipologías de tanques mencionadas. En comparación con los otros tipos de tanques requiere de un dique alrededor del tanque para poder contener una fuga de producto, con la ocupación del terreno que supone dado que debe poder contener el 110% del volumen de producto almacenado. El tanque opera a menos presión, lo

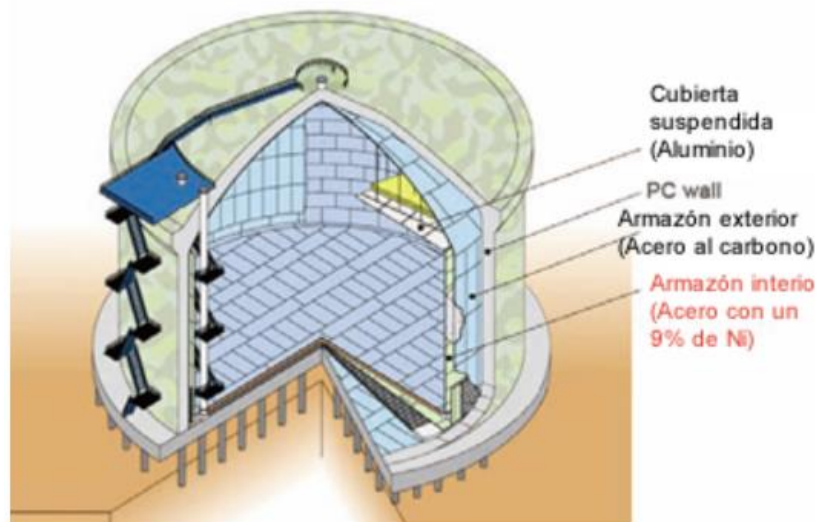
---

<sup>25</sup>CUEVAS STREETER, Alejandro. DEL CASTILLO CAMUS, Guillermo. RIVERA TORRES, Jorge. Op. Cit.

que requiere de un sistema de gestión del producto vaporizado más potente. Presenta además una baja resistencia ante fuerzas externas.

Tanque de doble contención: en comparación con el de contención simple, supone una clara mejora ante la ocupación del terreno debido a que el dique es sustituido por un muro de contención secundaria. Eso representa un aumento en los costos de construcción, aunque la resistencia ante fuerzas externas aumenta considerablemente. En operación normal el tanque interno realiza el trabajo de contención y cuando se presenta la fuga el externo comienza a operar como barrera para impedir fugas de fluido al ambiente<sup>26</sup>.

#### Ilustración 10. Vista Transversal de un tanque de almacenamiento de GNL



Fuente: KOBELCO Vista de la sección transversal de un tanque de almacenamiento [en línea]. Disponible en: <http://www.kobelco-welding.jp/espanol/education-center/technical-highlight/vol02.html>

Tanque de Pared Integrada: la principal ventaja de este tipo de tanques es la mayor seguridad con respecto al de contención simple. En este caso, el contenedor

<sup>26</sup> CAÑAS ROJAS, Danny Guillermo. Op. Cit.

secundario se integra estructuralmente en el tanque, mejorando todavía más la seguridad del tanque interno. Permite operar a mayores presiones lo cual reduce los costos de gestión del Boil-Off. En cuanto a los costos de construcción son mayores a los de contención simple y el terreno recibe una mayor carga o parte del equipo.

Tanques de Membrana: cuenta con dos tanques de contención para mayor seguridad. Permite realizar ahorros en el costo por volumen almacenado ya que los tanques son de mayor tamaño. No emplea Acero al 9%Ni. En contraste con los otros tipos de tanques, la inversión inicial es mucho mayor. Se fabrican con una membrana de acero inoxidable, recubiertos por aislante de espuma de poliuretano.

#### **4.5 SISTEMA DE COMPRESIÓN (BOIL OFF GAS)**

En la operación de una planta de regasificación, una de las labores principales para medir la eficiencia del proceso es el control de los gases que se generan en este, estos son conocidos como gases de evaporación o “Boil Off”. Dependiendo del lugar donde se originen será el manejo que se le dará al gas, cuando es en la descarga se regresa al barco para mantener la presión, pero cuando es en otro punto del proceso como el tanque de almacenamiento o las líneas, este debe ser enviado al recondensador de BOG para ser reinyectado al proceso. Las principales fuentes de BOG son<sup>27</sup>:

- Pérdidas de GNL durante la descarga desde el buque metanero.
- Pérdidas en el tanque de almacenamiento.
- Pérdidas por aporte de calor de las bombas de alta y baja presión
- Pérdidas por cambios en la presión de operación del tanque.
- Pérdidas por caída de la presión barométrica.

---

<sup>27</sup> Ibíd.

El sistema de compresión es de especial diseño debido a que el caudal de operación varía según la etapa en la que esté el proceso. Cuando se está llevando a cabo el proceso de descarga del barco al tanque de almacenamiento el compresor operara a una mayor tasa que cuando no se está realizando este procedimiento, ya que la generación de BOG en los brazos de descarga es alta debido a la caída de presión y temperatura pese a los controles que se realizan. Teniendo en cuenta eso, en la selección del equipo es fundamental que este pueda trabajar tanto con caudales mínimos como a su máxima capacidad nominal. Si la etapa en la que está el proceso es almacenamiento, el BOG producido es mínimo, este es enviado por el compresor al proceso de recondensación y relicudado para su reintegración al sistema, en esta etapa se manejan presiones entre 6 y 8 bar.

#### **4.6 RECONDENSADOR DE BOG<sup>2829</sup>.**

El gas de boil-off (BOG) generado en los tanques de almacenamiento debido a la ganancia térmica (heat in-leak) supone entre un 0.05 y un 0.1% del volumen almacenado por día, según el tipo de tanque. Ese gas, se recoge junto con el que se genera en las bombas de GNL primarias y secundarias, debido al calor transferido por los motores y se envía a los compresores de BOG. Estos son compresores alternativos multietapa, en los que el BOG se comprime y se envía al relicuador, equipo en el que se pone en contacto el BOG comprimido con una corriente de GNL de la impulsión de las bombas primarias. Como resultado del contacto gas-líquido que tiene lugar en el relicuador, el gas de boil-off se relicúa y la corriente de GNL obtenida se envía a la aspiración de las bombas de alta presión.

---

<sup>28</sup> ESCUDERO JOFRE, Ricardo Esteban. Diseño y Estudio Técnico - Económico de una Terminal de Almacenamiento y Regasificación de GNL. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Ingeniería Mecánica. Universidad de Chile. Santiago, septiembre del 2008.

<sup>29</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MNERO-ENERGETICA. Definición y elaboración de las condiciones técnicas de ingeniería conceptual<sup>1</sup> para la construcción de la planta de regasificación en la bahía de Buenaventura. Noviembre 24 del 2017.

Los condensadores normalmente son de tipo “Tubos Horizontales” en donde el flujo de refrigeración es el GNL que fluye desde el tanque de almacenamiento hacia los vaporizadores.

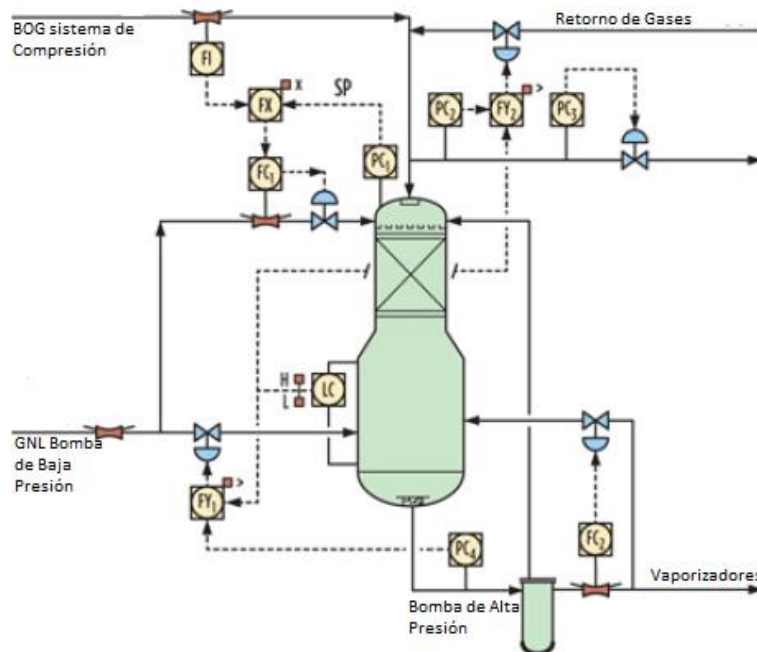
Como se mencionó anteriormente, durante el proceso de descarga desde el buque metanero hasta los tanques de almacenamiento se genera BOG, este es retornado al buque con él objetivo de mantener la presión en los tanques. Los equipos que se encargan de manejar el BOG, compresores y recondensador, se dimensionan para el caso de operación de la terminal que genera una mayor cantidad de BOG. Pero en caso de presentarse alguna emergencia con el gas natural o exceso en la producción de BOG deberá ser enviado a una antorcha de quema del producto.

El recondensador de BOG se diseña con la sección empacada para facilitar el contacto entre el vapor y el líquido. También se diseña con sistemas de control que aseguran un flujo constante de GNL para la bomba de alta presión<sup>30</sup>. La siguiente figura muestra un esquema de recondensación de BOG en una planta de regasificación.

---

<sup>30</sup> CAÑAS ROJAS, Danny Guillermo. Op. Cit.

### Ilustración 11. Esquema del proceso de recondensación de BOG.



Fuente: (UPME). Definición y elaboración de las condiciones técnicas de ingeniería conceptual<sup>1</sup> para la construcción de la planta de regasificación en la bahía de Buenaventura.

#### 4.7 BOMBAS DE ALTA Y BAJA PRESIÓN<sup>31</sup>.

Cuando el GNL se encuentra en los tanques de almacenamiento se da inicio a la fase de regasificación. Esto se lleva a cabo mediante la implementación de unas bombas instaladas en el propio tanque llamadas bombas primarias, las cuales se encuentran sumergidas en el líquido e instaladas en los denominados pozos de bombas. Dichas bombas succionan el GNL por el fondo del tanque, mediante las válvulas de pie que se abren por el propio peso de la bomba. La columna o pozo de bomba sirve como guía para su instalación y también como tubería de impulsión hasta la conexión de salida situada en la cúpula del tanque. En la columna o pozo se alojan también los cables eléctricos que alimentan al motor, los cables de

<sup>31</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGETICA. Op. Cit.

instrumentación y los cables de izado que permiten extraer la bomba por la cúpula para su mantenimiento.

**4.7.1 Bomba de Baja Presión:** instalada en el interior del tanque se encarga de elevar la presión del tanque hasta 7 bar la cual es la presión de operación del recondensador. Otra función que desempeña es la de recircular el GNL hacia los brazos de descarga con el objetivo de mantener la temperatura criogénica en los brazos durante el tiempo que no se realiza descarga en el terminal, de esta forma se minimizan los daños en estos en el momento de arrancar nuevamente la operación.

**4.7.2 Bomba de Alta Presión:** Después que las bombas primarias succionan el GNL de los tanques y lo envían al recondensador de BOG, se pasa a la siguiente etapa donde la aspiración de las bombas de alta presión de GNL, o bombas secundarias, elevan la presión hasta el valor requerido para asegurar la inyección del gas natural en el gasoducto, alrededor de los 100 bar. Estas bombas son verticales y tienen el motor sumergido en GNL que se instalan en recipientes con conexiones para la tubería de aspiración y de descarga, así como para el cableado eléctrico.

La razón por la que se prefiere este tipo de bombas es porque al estar el conjunto bomba y motor metido en un recipiente se minimizan las posibilidades de fugas de GNL al exterior. Desde las bombas de alta presión se impulsa el GNL hasta los vaporizadores. En estos equipos el GNL es regasificado al recibir el aporte de energía necesaria para pasar de las condiciones de líquido criogénico a unos -161 °C, a gas a unos 0 °C<sup>32</sup>.

---

<sup>32</sup> Ibíd.

## 4.8 VAPORIZADORES.<sup>33</sup>

Los vaporizadores son básicamente intercambiadores de calor, con los que se busca aportar calor al gas natural licuado para facilitar su evaporación. La regasificación se realiza a alta presión (entre 70 y 80 bar aproximadamente), debido a que se desea inyectar a la red, cuya presión es elevada, además es más práctico elevarle la presión a un fluido que a un gas<sup>34</sup>.

Existen diferentes tipos de vaporizadores para cumplir este objetivo.

- Vaporizadores de Combustión Sumergida SCV
- De agua de mar ("Open Rack") ORV
- De aire ambiente
- Carcasa y tubo

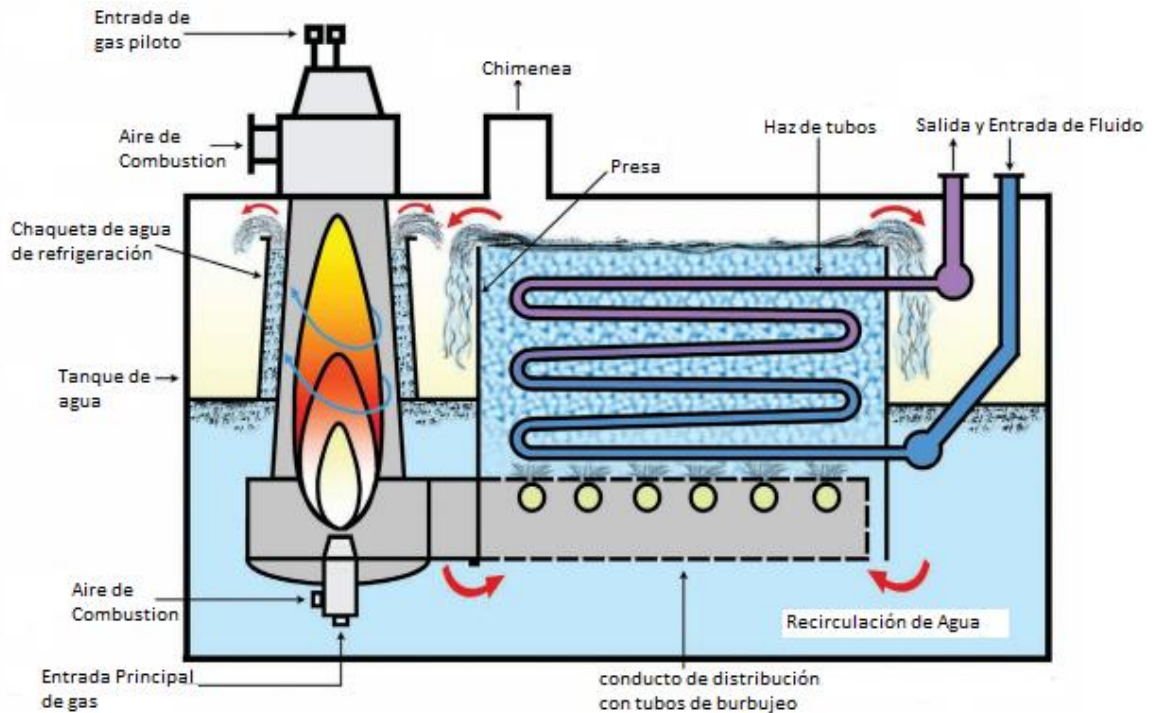
**4.8.1 Vaporizadores de Combustión Sumergida:** la combustión se realiza en una cámara interna del equipo. Los gases de combustión son inyectados al agua en la parte inferior del arreglo de tubos por donde circula el GNL, lo que genera un efecto burbujeante que permite mantener una temperatura uniforme y constante en el agua, previniendo además el congelamiento alrededor de los tubos. Generalmente, el baño de agua opera a una temperatura entre 12 y 18°C. Además, el vapor de agua en los gases de combustión se condensa en el baño de agua, recuperando así parte del calor latente; esto permite obtener altas eficiencias térmicas. En promedio, estos vaporizadores consumen aproximadamente 1, 3 % del gas natural regasificado para su uso como combustible.

---

<sup>33</sup> CUEVAS STREETER, Alejandro. DEL CASTILLO CAMUS, Guillermo. RIVERA TORRES, Jorge. Op. Cit.

<sup>34</sup> CAÑAS ROJAS, Danny Guillermo. Estudio de Factibilidad Técnica para la construcción de una planta de regasificación (GNL) en Colombia. Monografía (Especialización Ingeniería del Gas). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga (2015).

## Ilustración 12. Esquema Vaporizador SCV de quemador simple.



Fuente: Terminales de descarga de gas natural licuado [en línea]. Disponible en: <https://tinyurl.com/ybjj8jsj>

**4.8.2 Vaporizador de Tablero Abierto (Open Rack)<sup>35</sup>:** Generalmente cada vaporizador se compone de dos módulos independientes formados por una serie de tubos aleteados por cuyo interior pasa GNL y por el exterior resbala el agua de mar. La línea de entrada de GNL por los vaporizadores está regulada por enclavamientos que coordinan el caudal de entrada de GNL con el de salida de gas natural vaporizado. En los vaporizadores se aporta al GNL procedente de las bombas secundarias la energía de cambio de estado y calentamiento hasta por encima de 0°C.

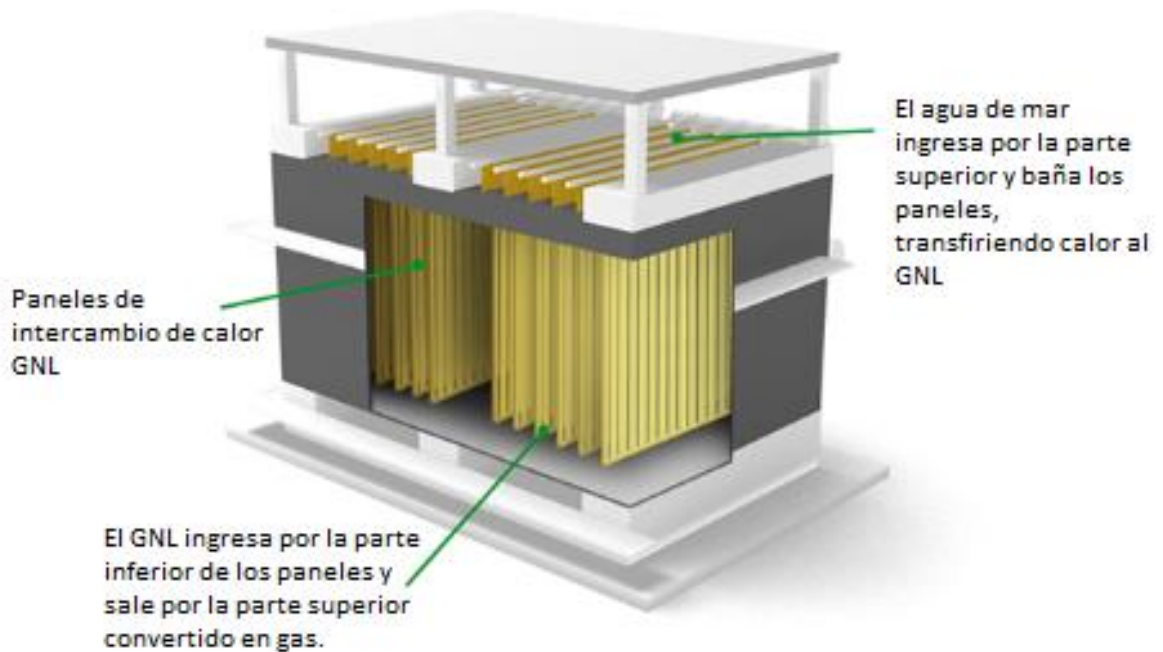
<sup>35</sup> ESTRANY CODA, Francesc. DOSTA PARCERISA, Jordi. PÉREZ GONZÁLEZ, Judith. MUÑOZ CAMEO, Soraya. RODRÍGUEZ VALLS, Oscar. Vaporizadores de agua de mar para gas natural licuado. Abril 2007.

Los paneles se disponen verticalmente, colgados de una estructura de hormigón y unidos entre sí por un colector de GNL en la parte inferior y uno de gas en la superior. Los tubos tienen aletas longitudinales en el exterior. Su sección interior es en estrella y cuenta con una lámina helicoidal interna que favorece la ebullición estable en el interior del tubo.

El agua que actúa como fluido caliente se bombea a unos canalones abiertos (situados sobre la parte superior de los paneles) que al desbordarse provocan la formación de una lámina vertical de agua que baña ambas caras del panel. El agua se recoge en la balsa que forma la parte inferior de la estructura de hormigón y es enviada desde aquí al mar, para repetir el ciclo. Los tubos y colectores son de aluminio que se protege de la corrosión por metalizado a base de una aleación con 2% de Zn y 98% de Al. Sobre este metalizado se aplica una capa de pintura epoxi.

El control del caudal de gas emitido por cada red se realiza por regulación automática, posicionando la válvula de control de caudal de GNL en la entrada al vaporizador en función del valor de consigna, y con la temperatura del gas de salida como variable primaria, predominante sobre el caudal de GNL.

### Ilustración 13. Esquema Vaporizador de Agua de Mar “Open Rack”.



Fuente: Vaporizadores GNL Quintero, Seguridad Energética para Chile [en línea].

Disponible en: <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/vapor.htm>

**4.8.3 Vaporizadores de aire ambiente (Ambient Air Vaporizer AAV)<sup>36</sup>:** los vaporizadores de aire ambiente se utilizan naturalmente por convección de aire, para calentar el líquido criogénico para hacer que este se convierta en gas. Estos vaporizadores se benefician del calor proporcionado por el aire en el medio ambiente con cero costos en cuanto al mantenimiento e impacto sobre el ecosistema. Además de vaporizadores de tiro natural, se puede forzar aire por los ventiladores para aumentar las tasas de transferencia de calor y minimizar el área de terreno requerido, pero en este caso los ventiladores ejercerían un impacto ambiental. Vaporizadores de aire ambiente pueden utilizarse para evaporar nitrógeno, oxígeno, argón, CO<sub>2</sub>, amoníaco, cloro, LNG y otros gases licuados y criogénicos. Hay dos clases de vaporizador: alta presión ( $\geq 4.0$ MPa) y mediados de y baja presión ( $\leq 4.0$ MPa).

<sup>36</sup> WUXI BETTER TECHNOLOGY CO. Vaporizador ambiental para estación de vaporizador de GNL.

**4.8.4 Vaporizadores de carcasa y tubo (Shell and Tube Vaporizer STV):** este sistema utiliza un arreglo de tipo indirecto y funciona dentro de un circuito cerrado de transferencia de calor. También consta de una fuente de calor externa que mantiene caliente el fluido de trabajo para favorecer la transferencia y evaporación del GNL. Para aumentar y mantener el flujo de aire constante, así como la temperatura del mismo se instala un ventilador que recircula el aire; además, existe una fuente de calor externa que calienta un tercer fluido, en este caso el glicol, el mismo se hace pasar por las salidas de aire del ventilador y con ello se calienta y aumenta la temperatura del aire que se ha bombeado hacia el interior del arreglo de lazo cerrado, al evaporador llega el aire caliente, el glicol se adiciona al agua para asegurar que no esta no se congele.

## **5. DISEÑO CONCEPTUAL PLANTA DE REGASIFICACIÓN.**

La planta de regasificación del pacífico colombiano tendrá una capacidad de 400 MPCD según el informe de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) del 24 de noviembre del 2017. Para efectos del diseño, se tomará el proceso que comprende la operación desde el tanque de almacenamiento de GNL hasta el despacho a la red nacional, durante este se llevan a cabo acciones paralelas como son la recuperación de BOG en el tanque de almacenamiento la cual se envía al recondensador junto con la corriente de GNL y en la descarga del buque, esta última no se tendrá en cuenta para el diseño ya que el BOG regresa al barco para mantener presión. Aunque se tome en cuenta el estado estacionario de la planta de regasificación para el diseño, se dimensionarán los brazos de descarga, ya que estos hacen parte de la planta, así comprendan otra parte de la operación.

### **5.1 DISEÑO BRAZOS DE DESCARGA DE GNL.**

Las variables intervienen en el diseño de los brazos de descarga son:

- Flujo Volumétrico de descarga
- Diámetro de la tubería de descarga
- Velocidad de Descarga
- Volumen del tanque de almacenamiento
- Área de la tubería
- Tiempo de descarga.
- Número De Brazos de descarga.

Algunas de estas variables serán supuestas e ilustradas en la tabla 7, esto basado en la experiencia y diseño de terminales de regasificación para los mismos

volúmenes a manejar en el pacífico. Las variables restantes serán las que se determinen a través de los siguientes cálculos.

**Tabla 11. Variables de diseño Brazos de descarga.**

VARIABLE	VALOR	REFERENCIA
Volumen de Tanque	170.000 m <sup>3</sup>	Este valor se toma del informe de la UPME del 24 de noviembre del 2017
Tiempo de Descarga	14 h	Tomado del informe de la UPME.
Velocidad de Descarga	9 m/s	En la industria el valor promedio de velocidad de descarga para estos volúmenes es de 7m/s, para Buenaventura la UMPE espera un valor máximo de 12m/s, pero para efectos de diseño se tomará un valor más conservador como lo es el anterior.
Diámetro de descarga	16 in	Valor promedio para descargar buques que manejen estos volúmenes, para embarcaciones de mayor capacidad se manejan diámetros de 20".

El primer paso es el cálculo del área de descarga, para esta se toma tanto la velocidad de descarga como el diámetro de tubería, los cuales son remplazados en la siguiente ecuación.

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

$$A = \pi (8)^2 = 201,0619 \text{ in}^2 = 0,1297 \text{ m}^2 \quad \text{Ec 4.2}$$

Como segundo paso, una vez calculada el área se calcula el flujo volumétrico para los brazos de descarga. Esto se lleva a cabo con la ecuación de continuidad de fluido.

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

$$\dot{V} = 0,1297 \text{ m}^2 * 9 \frac{\text{m}}{\text{s}} = 1,1673 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} = 4202,28 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad \text{Ec. 4.4}$$

$\dot{V}$  = Flujo volumetrico

V = Velocidad

El tercer paso, consiste en calcular la cantidad de brazos de descarga para la operación. Esto se lleva a cabo con la siguiente ecuación:

$$\# \text{ BD} = \frac{V \text{ tanque}}{t * \dot{V}} \quad \text{Ec. 4.5}$$

$$\#BD = \frac{170000 \text{ m}^3}{14 \text{ h} * 4202,28 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}} = 2,88 \approx 3 \text{ brazos}$$

#BD = Brazos de descarga

t = tiempo

V tanque = Volumen de tanque

Adicional a los tres brazos arrojados por los cálculos se debe instalar un cuarto brazo de descarga, el cual recirculara el BOG que se produce durante el proceso hacia el barco con el objetivo de mantener la presión. En la literatura, también se recomienda la instalación de un brazo adicional que debe ser híbrido (manejar vapor y líquido), este supliría a cualquiera de los brazos que falle en el proceso aumentando la confiabilidad del terminal. El arreglo final sería:

- 3 brazos de descarga de líquido.
- 1 brazo para recuperación de BOG
- 1 brazo híbrido (opcional).

## 5.2 DISEÑO TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE GNL.

A continuación, se puede observar el paso a paso del diseño del tanque de almacenamiento de GNL.

**5.2.1 Dimensionamiento del Tanque de recepción de GNL.** Para el diseño de equipos de una terminal de regasificación, se debe tener en cuenta los posibles mercados donde se comprará el GNL a tratar, esto con el objetivo de usar una composición que de un rango amplio de operación al sistema. En la literatura se puede encontrar densidades que va desde los 420 Kg/m<sup>3</sup> hasta los 470 Kg/m<sup>3</sup>. Para efectos de la monografía se tomará como un valor de 450 Kg/m<sup>3</sup>. Para el diseño se tendrán en cuenta las siguientes variables:

**Tabla 12. Variables de diseño tanque de almacenamiento de GNL.**

VARIABLE	VALOR	REFERENCIA
Volumen de Tanque	170.000 m <sup>3</sup>	Este valor se toma del informe de la UPME del 24 de noviembre del 2017
Densidad del Fluido	450 Kg/m <sup>3</sup>	
Temperatura	-162 °C (-260°F)	
%BOG	0,05 % Vol/día	Evaporación producida por ganancia de calor del medio ambiente. <sup>37</sup>
Relación H/D	0,4	

Como primer paso se debe calcular la altura y el diámetro del recipiente de almacenamiento, esto se lleva a cabo a través de las siguientes dos ecuaciones resolviendo una en función de la otra y así hallar las dos variables.

$$H = 0,4 * D \quad \text{Ec. 4.7}$$

<sup>37</sup> ESCUDERO JOFRE, Ricardo Esteban. Op. Cit.

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

El resultado final de la operación anteriormente descrita es el siguiente:

$$D = \sqrt[3]{\frac{4 * V}{0,4 * \pi}} \quad \text{Ec. 4.9}$$

$$D = \sqrt[3]{\frac{4 * 170000m^3}{0,4 * \pi}} = 81 \text{ m}$$

Con este valor de diámetro se reemplaza en la ecuación 4.7 y se halla la altura:

$$H = 0,4 * D = 0,4 * 81 = 33 \text{ m}$$

**5.2.2 Espesor de pared.** Esta etapa del diseño juega un papel importante debido a las condiciones extremas en las que se da el proceso en el interior del tanque. Los materiales que se emplean en la construcción deben ser capaces de soportar el comportamiento criogénico del fluido sin afectar su integridad. En la industria, las aleaciones de aluminio con níquel al 9% son los más empleados para este propósito, estos tienen un límite elástico que varía dependiendo el tipo de lámina que se use para la elaboración del tanque.

Para el cálculo del espesor de pared, se tomarán las siguientes propiedades del acero con níquel al 9% enunciados en la siguiente tabla<sup>38</sup>:

---

<sup>38</sup> LÓPEZ LATORRE, Andrea J. Tanque de Almacenamiento de GNL para la Ampliación de la Planta de Regasificación de Barcelona. Febrero 12 del 2013.

**Tabla 13. Propiedades del acero con níquel al 9%.**

VARIABLE	VALOR
Límite elástico	585 MPa
Conductividad térmica	25 W/ (m K)
Peso específico	7850 Kg/ m <sup>3</sup>

Teniendo en cuenta estos valores se emplea la siguiente ecuación para el cálculo del espesor:

$$E_s = \frac{P_{\text{diseño}} * r}{S} \quad \text{Ec. 4.10}$$

P diseño = Presión tope de operación (MPa).

r = Radio interior del tanque, en este caso sería de 40,5 m

S =Máximo esfuerzo permitido =0,75 \* el límite elástico = 0,75 \* 585MPa = 439 MPa.

Como la presión de diseño equivale a la suma de la presión hidrostática la máxima de operación, se debe calcular dichos parámetros para obtener el valor a emplear en el cálculo del espesor. En ese orden de ideas, se toman los promedios típicos de diseño y operación empleados por Danny Guillermo Cañas que se ilustran en la siguiente tabla<sup>39</sup>:

**Tabla 14. Presión típica de diseño y operación de GNL.**

Presión de diseño de vacío	-1,5 KPa g	-0,2 Psi g
Máxima presión de operación de diseño (MOPD)	30 KPa g	4,4 Psi g
Presión de operación normal (POP)	10 KPa g	1,5 Psi g
Mínima presión de operación (min POP)	2,5 KPa g	0,4 Psi g
Máxima Presión de operación (max POP)	25 KPa g	4,0Psi g

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

<sup>39</sup> CAÑAS ROJAS, Danny Guillermo. Estudio de Factibilidad Técnica para la construcción de una planta de regasificación (GNL) en Colombia. 2015.

Calculando la presión hidrostática se tiene:

$$P \text{ hidrostática} = \rho * g * H \quad \text{Ec. 4.11}$$

$$P \text{ hidrostática} = 450 \frac{Kg}{m^3} * 9.8 \frac{m}{s^2} * 33m = 145.53 \text{ KPa}$$

Una vez se tiene la presión hidrostática y tomando el valor de presión máxima de operación se calcula la presión de diseño:

$$P \text{ diseño} = P \text{ hidrostática} + P \text{ máxima de operación de diseño} \quad \text{Ec. 4.12}$$

$$P \text{ diseño} = 145.53 \text{ KPa} + 30 \text{ KPa} = 175.53 \text{ KPa}$$

Remplazando este valor junto con el radio y el de máximo esfuerzo en sus respectivas unidades en la ecuación 4.10 se tiene:

$$E_s = \frac{175.53 \text{ KPa} * 40.5 \text{ m}}{439000} = 0.1619 \text{ m} = 16.19 \text{ mm}$$

**5.2.3 Calculo del aislante.** Este juega un papel importante en la operación de la planta de regasificación, sus funciones son las siguientes:

- Evitar la generación de BOG, el aislante debe reducir al máximo la ganancia de calor dentro del tanque proveniente del medio ambiente.
- Impedir el congelamiento de las paredes externas del tanque, el aire contiene agua que al tener contacto con el recipiente puede congelarse si este no está bien aislado, esto afectaría la integridad del equipo.

Para el cálculo del aislante se toma como referencia la norma europea BS 7777 “Flat-bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low temperature (part 3)”. En esta se recomienda el vidrio celular con conductividad térmica que oscila entre 0,026 a -160°C hasta 0,037 a 20°C. Para efectos de esta monografía se empleará un valor de 0,037 W/ (m °C). Como valor promedio de evaporación en el tanque de GNL se toma 0,05% Vol/día. Tomando la formula enunciada por Escudero el cálculo del aislante sería<sup>40</sup>:

$$Q_{BOG} = \frac{K * A * \Delta T}{\varepsilon} \quad \text{Ec. 4.13}$$

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

K = Conductividad térmica del aislante = 0,037 w/ m°C

A = Área efectiva donde se realiza el intercambio de calor (m<sup>2</sup>)

$\Delta T$  = Delta de temperatura entre el exterior e interior del tanque °C

$\varepsilon$  = espesor del aislante (m)

El primer paso para hallar el  $Q_{BOG}$  es calcular el flujo másico de BOG, para esto se emplea la siguiente ecuación<sup>41</sup>:

$$\% \frac{BOG}{día} = \frac{\dot{m}_{BOG}}{\dot{m}_{GNL}} * 100 \quad \text{Ec. 4.14}$$

$$0,05 \frac{\%vol}{día} = \frac{\dot{m}_{BOG}}{\rho_{GNL} * V_{GNL}} * 100 \quad \text{Ec. 4.15}$$

Reemplazando los valores correspondientes se tiene:

<sup>40</sup> ESCUDERO JOFRE, Ricardo Esteban. Op. cit..

<sup>41</sup> CAÑAS ROJAS, Danny Guillermo. Op. Cit.

$$\dot{m}_{\text{BOG}} = 450 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 170000 \text{ m}^3 * \frac{0.0005}{\text{día}} * \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} * \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0.443 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

Acto seguido se calcula el  $Q_{\text{BOG}}$  a través de la siguiente fórmula, teniendo en cuenta el calor latente de 500 KJ/Kg que enuncia Wordu<sup>42</sup>:

$$Q_{\text{BOG}} = \lambda * \dot{m}_{\text{BOG}} \quad \text{Ec. 4.16}$$

$$Q_{\text{BOG}} = 500 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} * 0.443 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} = 221.5 \frac{\text{KJ}}{\text{s}} = 221500 \text{ W}$$

Para el cálculo del área del tanque se asume que el calor que del medio va a generar el BOG dentro del tanque entra tanto por el techo, como por su circunferencia y el piso. De este modo el área será:

$$A = A_{\text{techo}} + A_{\text{paredes}} + A_{\text{piso}} \quad \text{Ec. 4.17}$$

$$A_{\text{techo}} \approx \pi * r^2 \approx \pi * (40,5 \text{ m})^2 = 5153 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.18}$$

$$A_{\text{paredes}} = \pi * D^2 * H = \pi * (81\text{m})^2 * 33 \text{ m} = 8042 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.19}$$

Se asume que el área del piso tiene aproximadamente el mismo valor que la del techo que es de 5153 m<sup>2</sup>.

$$A = 5153\text{m}^2 + 8042 + 5153 \text{ m}^2 \approx 18348 \text{ m}^2 \quad \text{Ec. 4.20}$$

Para el cálculo del delta de temperatura se asume una temperatura promedio de la zona de 28 °C, reemplazando en la ecuación 4.21 se tiene:

---

<sup>42</sup> WORDU, A. PETERSIDE, B. Estimation of Boil\_off Gas from efrigerated vessel in liquified natural gas plant. EN: international journal of Engeneering and Technology. Vol 3, No 1. Ene. 2013.

$$\Delta T = T_{\text{exterior}} + T_{\text{interior}} = 28^{\circ}\text{C} - (-162^{\circ}\text{C}) = 190^{\circ}\text{C} \quad \text{Ec. 4.21}$$

Por último, retomando la formula del espesor se tiene:

$$\varepsilon = \frac{0.037 \frac{W}{m^{\circ}\text{C}} * 18348 m^2 * 190^{\circ}\text{C}}{221500W} \approx 0.58 m$$

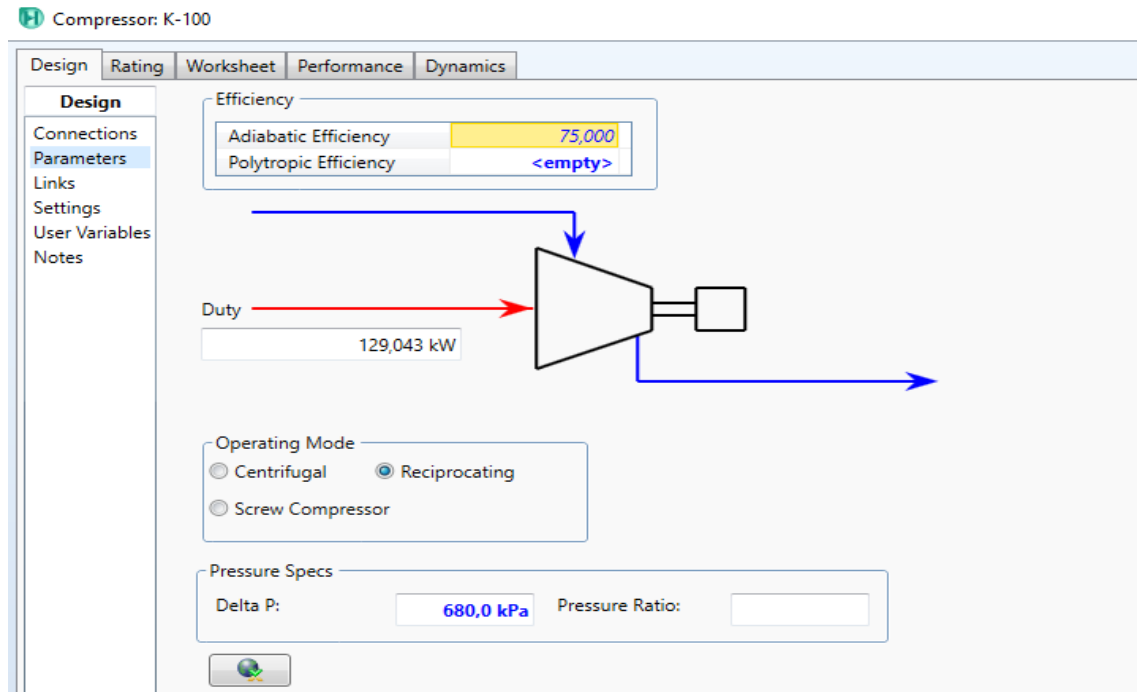
### 5.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN

Los compresores idóneos para este tipo de trabajo son los tipos reciprocantes, estos están compuestos por pistones que se desplazan dentro de los cilindros hasta que las válvulas de succión y descarga actúen de acuerdo con el diseño. Entre sus principales ventajas están:

- No son muy sensible a los cambios en la composición del gas.
- Permiten controlar cargas intermedias.
- Son económicos para operaciones con presiones altas.

Teniendo en cuenta que este tipo de compresor fue el que se seleccionó para este trabajo se tiene:

## Ilustración 14 Diseño de Compresor en HYSYS



Para un flujo de 0.443 Kg/s de BOG se requiere una potencia de 129 KW que dan aproximadamente 173 hp.

### 5.4 DISEÑO DEL RECONDENSADOR DE BOG.

En el diseño de este equipo la principal variable que interviene es el flujo másico de BOG, esta fue calculada durante el diseño del tanque de almacenamiento en el numeral 4.2. Con este valor y la formula enunciada por Tarakad, Ram R. se procede a calcular la cantidad necesaria de GNL para recondensar la corriente de BOG que va a ir al vaporizador mediante una relación mínima entre ambas corrientes<sup>43</sup>.

<sup>43</sup> TARAKAD, RAM R. LNG Receiving and Regasification terminals. Zeus Development Corporation. Edición revisada. Gouston, Texas-203. 120p. 2000.

Teniendo en cuenta que el flujo másico de BOG calculado es de 0,443kg/s, este valor por factor de conversión es igual a 1594.8 Kg/h y se reemplaza en la 4.22 obteniendo el flujo másico de GNL.

$$\frac{M_{BOG}}{M_{GNL}} = 0.1 \quad \text{Ec. 4.22}$$

$$M_{GNL} = \frac{M_{BOG} \frac{Kg}{h}}{0.1} \quad \text{Ec. 4.23}$$

$$M_{GNL} = \frac{1594.8 \frac{Kg}{h}}{0.1} = 15948 \frac{Kg}{h}$$

Al dividir este flujo másico por la densidad del GNL se obtiene la cantidad de líquido que se debe derivar de la corriente inferior hacia el tope para realizar la recondensación.

$$M_{GNL} = \frac{15948 \frac{Kg}{h}}{450 \frac{kg}{m^3}} = 35.44 \frac{m^3}{h}$$

El equipo empleado para la recondensación de BOG funciona en su parte superior como una torre absorbadora empacada, por esta sección pasara un flujo másico de BOG de 1594.8 Kg/h el cual entrara en contacto con un flujo volumétrico de GNL de 35,44 m<sup>3</sup>/h que actuara como fluido recondensador.

Una vez el BOG es recondensado, se mezcla en la parte inferior del equipo con el fluido proveniente del tanque de almacenamiento. El GNL que se encuentra en la parte inferior del recondensador, hace parte del volumen transferido por la bomba de baja presión a una rata de 787 m<sup>3</sup>/h. De este caudal se derivan un porcentaje

hacia el tope para el proceso de recondensación y el restante entra por el fondo el cual es más ancho que la parte superior, ahí se almacena el fluido el cual será succionado por la bomba de alta presión a razón del mismo caudal de entrada de 787 m<sup>3</sup>/h. Esto daría como resultado la vaporización de 400 MMSCFD en el vaporizador.

## 5.5 DISEÑO DE BOMBAS PRIMARIA Y SECUNDARIA DEL SISTEMA

Estos equipos llevan a cabo el proceso de extraer el GNL desde el tanque de almacenamiento empleando las bombas primarias, pasando el líquido a través del relicuador de BOG para luego ser succionado por las bombas de alta presión de GNL, o bombas secundarias, donde se la presión hasta es llevada hasta el valor requerido para asegurar la inyección del gas natural en el gasoducto, alrededor de los 100 barg. Se trata de bombas verticales con el motor sumergido en GNL que se instalan en recipientes con conexiones para la tubería de aspiración y de descarga, así como para el cableado eléctrico. La razón por la que se prefiere este tipo de bombas es porque al estar el conjunto bomba y motor metido en un recipiente se minimizan las posibilidades de fugas de GNL al exterior<sup>44</sup>.

**5.5.1 Bomba Primaria.** Este equipo cumple la función de trasvasar el GNL desde el tanque de almacenamiento hasta el recondensador. Esta es una bomba sumergible ubicada en el fondo del tanque la cual debe levantar la presión del fluido desde 0.2 Bar g que es la presión de almacenamiento hasta 7 Bar g que es la presión de operación del recondensador. El primer paso es calcular el delta de presión que se requiere que la bomba asuma

$$\Delta P = P_{descarga} - P_{succión} \quad Ec. 4.24$$

---

<sup>44</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGETICA. Ibíd.

$$\Delta P = 7 \text{ bar} - 0.2 \text{ bar} = 6.8 \text{ bar} = 6.8 \text{ bar} \times \frac{100 \text{ kpa}}{1 \text{ bar}} \times \frac{0.1450 \text{ psi}}{1 \text{ kpa}} = 98.6 \text{ psi}$$

Una vez se tiene el delta de presión de la bomba se procede con el cálculo de la potencia que debe suministrar el equipo, esto se lleva a cabo mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia} = \Delta P \times \dot{V} \quad \text{Ec. 4.25}$$

$$\text{Potencia} = 680 \text{ Kpa} \times 787 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 148.65 \text{ Kw}$$

$$\text{Potencia} = 148.65 \text{ Kw} \times \frac{1.3410 \text{ hp}}{1 \text{ Kw}} = 199.34 \text{ hp} \approx 200 \text{ hp}$$

**5.5.2 Bomba Secundaria.** En este punto, el fluido es succionado desde el fondo del recondensador a una presión aproximada de 7 bar la cual debe ser elevada hasta 90 barg. El objetivo de elevar la presión hasta este punto es el de reducir los costos de compresión en una etapa posterior de transporte hasta el punto de interconexión con la red nacional de gasoductos. Hay que tener en cuenta que es más viable elevarle la presión a un líquido que a un gas. Como primer paso se calcula el delta de presión con la ecuación 4.24:

$$\Delta P = 90 \text{ bar} - 7 \text{ bar} = 83 \text{ bar} = 8300 \text{ Kpa} = 1204 \text{ psi}$$

Nuevamente se emplea a ecuación 4.25 para calcular la potencia necesaria para llevar a cabo el levantamiento de presión:

$$\text{Potencia} = 8300 \text{ kpa} \times 787 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 1814 \text{ Kw} \approx 2433 \text{ hp}$$

Si se asumen eficiencias del 90% tanto para las bombas primarias como para las secundarias se tendría que:

- Bomba de Baja Presión  $\eta=0.9$  requeriría aproximadamente 164 Kw = 220 hp
- Bomba de alta Presión  $\eta=0.9$  requeriría aproximadamente 2236 Kw = 2016 hp.

## 5.6 DISEÑO DEL SISTEMA DE VAPORIZACIÓN.

Teniendo en cuenta las condiciones de los vaporizadores mencionados en el texto, se seleccionó el vaporizador tipo Open Rack por sus condiciones de operación y la disponibilidad del fluido vaporizador que en este caso es el agua de mar. En la siguiente tabla se pueden observar las condiciones de operación de un vaporizador tipo ORV disponible en la industria:

**Tabla 15. Condiciones de operación vaporizador tipo Open Rack.**

PARÁMETROS DE PROCESOS	VALORES APROXIMADOS
Capacidad de GNL	180 T/h. 100% condición de trabajo
Presión de Operación del GNL	8.88 MPa
Presión de Diseño para el GNL	13.8 MPa
Temperatura de Entrada del GNL	-158 °C
Temperatura de salida del Gas Natural	No inferior a 4°C
Caudal de Agua de Mar	6550 m <sup>3</sup> /h
Caída de Temperatura del agua en el equipo	No más de 5 °C
Rango de Ajuste de Carga	10-110%

Fuente: Hangzhou Chuankong General Equipment Co., Ltd.

Como primer paso, se debe calcular el calor necesario que debe recibir el GNL para ser vaporizado. Como se mencionó anteriormente, el volumen de operación de la

planta es de 400 MMSCFD lo cual equivale a 787 m<sup>3</sup>/h. Este Q<sub>total</sub> se calcula mediante la siguiente ecuación<sup>45</sup>.

$$Q_{total} = Q_{Vaporización} + Q_{calentamiento} \quad Ec. 4.26$$

Para el cálculo del Calor de vaporización se debe tener en cuenta el flujo másico de GNL a vaporizar y el calor latente de este. Una vez se cuente con estos valores se procede a emplear la siguiente ecuación:

$$Q_{vaporización} = \dot{m}_{GNL} \times \lambda_{vap} \quad Ec. 4.27$$

Teniendo en cuenta que el calor latente es de 500 KJ/Kg y la densidad del GNL que se tiene como referencia es de 470 kg/m<sup>3</sup> y el volumen a regasificar es de 787 m<sup>3</sup>/h el flujo másico sería el siguiente:

$$\dot{m}_{GNL} = 470 \frac{kg}{m^3} \times 787 \frac{m^3}{h} \times \frac{1h}{3600 s} = 98.37 \frac{kg}{s}$$

Remplazando en la ecuación 4.27 se tiene:

$$Q_{vaporización} = 98.37 \frac{kg}{s} \times 500 \frac{KJ}{kg} = 49187.5 Kw$$

Para el cálculo del Q<sub>calentamiento</sub> se emplea la siguiente ecuación:

$$Q_{calentamiento} = \dot{m}_{GN} \times C_p GN \times \Delta T \quad Ec. 4.28$$

---

<sup>45</sup> ESTRANY, Francesc. DOSTA, Jordi. PEREZ, Judith. Muñoz, Soraya. RODRIGUEZ, Oscar. Vaporizadores de agua de mar para gas natural licuado. EN: Técnica Industrial TI 268 (abril del 2007) p. 24-3.

Teniendo en cuenta que el flujo de gas vaporizado es de 98.37 Kg/s y el calor específico del gas natural vaporizado es de 2.5 KJ/(Kg\*°K), solo se debe hallar el delta de temperatura según las condiciones de entrada y salida del gas.

$$\Delta T = 278.15^{\circ}K - 111.15^{\circ}K = 167^{\circ}K$$

Remplazando:

$$Q_{Calentamiento} = 98.37 \frac{kg}{s} \times 2.5 \frac{KJ}{kg * ^{\circ}K} \times 167^{\circ}K = 41069 Kw$$

Volviendo a la ecuación 4.26 se tiene que:

$$Q_{total} = 49187 Kw + 41069 Kw = 90256 Kw$$

El segundo paso es el cálculo del flujo másico de agua que se requiere para lograr el calor total calculado con la ecuación 4.26. Para esto se emplea la ecuación 4.28 orientada al agua como fluido a analizar.

$$Q_{total} = m\dot{H}_2O \times C_p H_2O \times \Delta T \quad Ec. 4.29$$

$$m\dot{H}_2O = \frac{Q_{total}}{C_p H_2O \times \Delta T} \quad Ec. 4.30$$

Teniendo en cuenta la regulación ambiental que indica que la caída de temperatura no debe ser superior a 5°C y teniendo en cuenta que la temperatura promedio del agua de mar en buenaventura para el año 2017 fue de 27°C<sup>46</sup> el calor específico es

---

<sup>46</sup> SEA TEMPERATURE Colombia temperatura del agua del mar . [en línea] disponible en: <https://seatemperature.info/es/marzo/colombia-temperatura-del-agua-del-mar.html>

de 3.9 KJ/(Kg\*°K). Aunque este valor es tomado a 22°C, la diferencia es despreciable respecto al aumento en 5° de temperatura.

Remplazando en la ecuación 4.30 se tiene:

$$m\dot{H}_2O = \frac{90256 \text{ Kw}}{3.9 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg} * ^\circ\text{K}} \times 5^\circ\text{K}} = 4628 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

Teniendo en cuenta que la densidad aproximada del agua de mar es de 1027 Kg/m<sup>3</sup> se tiene que:

$$m\dot{H}_2O = \frac{4628 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}}{1027 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}} = 4.51 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \times 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} \approx 16236 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

**El tercer paso es el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor (U).**

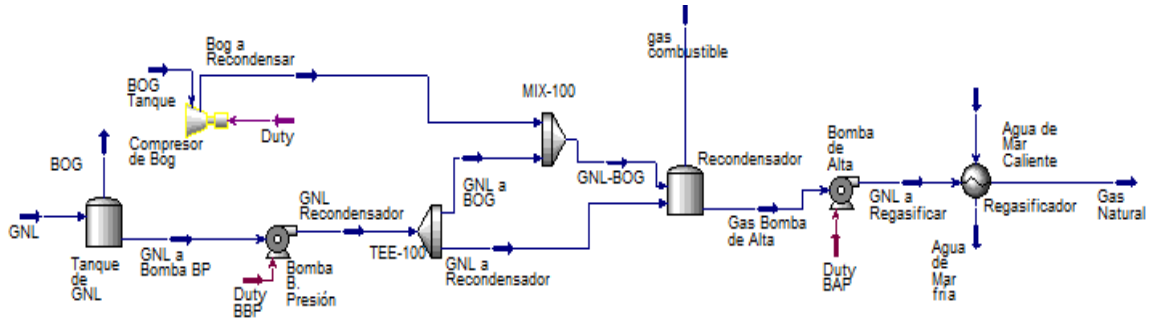
El valor del coeficiente global depende de los coeficientes de transferencia de calor por convección de los fluidos fríos y caliente y está fuertemente influenciado por la forma de las corrugaciones de las placas, los parámetros de trabajo y las propiedades de los fluidos<sup>47</sup>.

Este coeficiente fue calculado mediante el uso de la Herramienta Aspen Hysys como se muestra en la siguiente figura.

---

<sup>47</sup> TORRES TAMAYO, Enrique. RETIRADO MEDIANEJA, Yoalby. GÓNGORA LEYVA, Ever. Coeficiente de Transferencia de Calor Experimental para el enfriamiento de licor en intercambiadores de placas. Instituto superior Minero Metalúrgico. Centro de Estudio de Energía y Tecnología Avanzada de Moa. Holguín, Cuba. 2014.

## Ilustración 15 Simulación Planta de Regasificación



El resultado de la simulación de Hysys arroja un valor de coeficiente global de transferencia de calor de:

$$U \approx 16718 \frac{W}{m^2 * K}$$

EL cuarto paso es hallar la temperatura media logarítmica. Esta muestra una caída a lo largo tubo siguiendo un patrón logarítmico y se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta T_{ln} = \frac{\Delta T1 - \Delta T2}{\ln\left(\frac{\Delta T1}{\Delta T2}\right)} \quad Ec. 4.31$$

Calculando:

$$\Delta T1 = T_{salidaH2O} - T_{GNL} = 22^{\circ}C - (-162^{\circ}C) = 184^{\circ}C$$

$$\Delta T2 = T_{entradaH2O} - T_{GN} = 27^{\circ}C - 22^{\circ}C = 5^{\circ}C$$

Remplazando en la ecuación 4.31 se tiene:

$$\Delta T_{ln} = \frac{184^{\circ}\text{C} - 5^{\circ}\text{C}}{\ln\left(\frac{184}{5}\right)^{\circ}\text{C}} = 49.64^{\circ}\text{K} = 49.69^{\circ}\text{K}$$

Como quinto y último paso se calcula el área necesaria para que se dé el intercambio de calor y el número de tubos que debe llevar el intercambiador. Para área empleamos la siguiente ecuación:

$$A = \frac{Q_{total}}{U \times \Delta T_{ln}} \quad \text{Ec. 4.32}$$

Remplazando se tiene:

$$A = \frac{90256 \text{ Kw}}{16,78 \frac{\text{Kw}}{\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{K}} \times 49.69^{\circ}\text{K}} = 108.2 \text{m}^2$$

Para el número de tubos tenemos en cuenta algunas de las consideraciones realizadas por Danny Cañas<sup>48</sup> para el cálculo del área superficial:

- Altura de los tubos  $h=6\text{m}$
- Diámetro de los tubos  $d= 2'' = 50.8\text{mm}$
- Diámetro interno  $d_{\text{interno}}= 50\text{mm}$

$$A = \pi \times d_{\text{interno}} \times h = \pi \times 0.05\text{m} \times 6\text{m} = 0.94\text{m}^2 \quad \text{Ec. 4.33}$$

Tomando los valores de área y área superficial se calcula el número de tubos mediante la siguiente expresión:

---

<sup>48</sup> CAÑAS ROJAS, Danny Guillermo. Op. Cit.

$$\#tubos = \frac{A}{A_{superficial}} = \frac{108m^2}{0.94m^2} \approx 115 tubos$$

## **6. CONSIDERACIONES PARA UN GASODUCTO ENTRE BUENAVENTURA Y YUMBO.**

La Red Nacional de Gasoductos está conformada por dos subsistemas claramente definidos por su propiedad y operación, así como su funcionamiento:

- El subsistema de la Costa Atlántica con la línea Ballena-Barranquilla-Cartagena-Cerromatoso.
- El subsistema de transporte del interior, que comprende principalmente las líneas que vienen desde Ballena-Llanos Orientales-Zona Andina-Yumbo-Cali.<sup>49</sup>

Con el proyecto de la planta de regasificación del pacifico, se ve la necesidad de implementar un gasoducto de aproximadamente 102 Km de longitud que conecte a Buenaventura con la red nacional de gasoductos. Teniendo en cuenta que la planta está diseñada para manejar un caudal de regasificación de 400 MMSCFD se deben tomar las consideraciones necesarias para el diseño del ducto tales como:

- Tener en Cuenta la Presión de Salida del Regasificador.
- La topografía y altimetría del recorrido.
- Las condiciones de llegada (si es paralelo a la línea actual al city-gate o si se conecta antes de este a la tubería) se debe tener cuidado con la Presión.
- Evaluar si se necesitan etapas de recompresión adicionales a en algún punto del trazado del gasoducto.
- Las condiciones del RUT para transporte de gas por tubería.

---

<sup>49</sup>UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGETICA Definición y elaboración de las condiciones técnicas de ingeniería conceptual<sup>1</sup> para la construcción de la planta de regasificación en la bahía de Buenaventura. Noviembre 24 del 2017.

En este documento, se realizará un cálculo ideal para hacerse a una idea del diámetro y presiones que pueden emplearse en el gasoducto. Para esto se tienen en cuenta las siguientes condiciones:

1. Se toma como presión de entrada al gasoducto 85 Bar que es la presión de salida del Regasificador. Hay que tener en cuenta que la máxima presión de operación según la NTC 3838 es de 100 Bar. Como presión de final del gasoducto se tiene 80 Bar la cual está por debajo de la máxima presión de entrada al City-Gate según el RUT.
2. No se tiene en cuenta la topografía del terreno ni las restricciones que esta ocasiona.

Teniendo en cuenta estas consideraciones y empleando la ecuación de Müller para cálculo de diámetro mínimo interno se tiene:

$$Q = \frac{0,13}{G^{0,425}} * \left( \frac{P_1^2 - P_2^2}{L} \right)^{0,575} * D^{2,725} \quad Ec. 4.34$$

Donde:

D: es el diámetro interno mínimo de la tubería

G: es la gravedad específica del gas

L: la longitud del tramo

P: las presiones final e inicial

Q: el caudal

Si reemplazamos los valores que enunciamos anteriormente se tiene como resultado un diámetro interno mínimo de 64 mm que es aproximadamente una tubería de 2.5 in de diámetro interno. Con este diámetro se remite a la NTC 3738 para calcular el

espesor por presión de diseño y así seleccionar la tubería óptima. Se puede emplear una tubería de 3 o 4 pulgadas controlando la velocidad y las caídas de presión, aplicando criterios óptimos de diseño.

A escala más real, el cálculo se puede llevar a cabo con la ecuación de SPITZGLASS considerando los accesorios que tenga la tubería, los cambios de altura, dirección y caídas de presión del sistema. Esto permitiría seleccionar el punto adecuado para la instalación de un sistema de recompresión si es necesario y controlar la velocidad del gas en el sistema

## 7. ANÁLISIS ECONÓMICO<sup>50</sup>.

Los principales inconvenientes están en los costos y su financiación. En este caso, se incluyen la planta con su muelle y facilidades conexas, el gasoducto que conectaría a Buenaventura y Yumbo (lo más importante, con o sin planta) y, eventualmente, los ajustes al gasoducto Mariquita-Yumbo para que pueda llevar gas al interior del país. Las inversiones podrían alcanzar los USD 850 millones con una planta de 400 millones de pies cúbicos por día de capacidad (40 por ciento de la demanda nacional). Sin embargo, se podría pensar en soluciones iniciales más económicas como una unidad flotante de almacenamiento y regasificación, pero si bien se puede tener el volumen que se requiere se limita a este y es difícil expansiones futuras.

Este valor, deberá ser asumido a manera de riesgo para la construcción de la planta, debido a que la zona no cuenta con una infraestructura de transporte ni con un parque térmico lo suficientemente grande para que asuma los costos de la construcción. Esto conlleva a que el costo se traslade al valor que pagan los consumidores, lo cual sería inviable ya que lo que se busca es reducirlo. Por lo tanto, la solución que plantea TGI, empresa del Grupo de Energía de Bogotá y operadora del sistema de transporte de gas del interior, es asumir el riesgo de la construcción de la planta bien sea por ellos u otra empresa que le interese el proyecto.

---

<sup>50</sup>PIEDRAHITA, ESTEBAN. Gas en el Pacífico. En: Revista Semana-Opinión [en línea]. 25 de agosto del 2017. Disponible en internet: <https://www.semana.com/opinion/articulo/gas-en-el-pacifico/537806>.

## 7.1 COSTOS DE EQUIPOS DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN

En la siguiente tabla se pueden observar los costos de los principales equipos que intervienen en el proceso de regasificación, los valores presentados en este documento son tomados de la estimación de costos realizada por Danny Cañas<sup>51</sup>, presentando un incremento entre el 20% y 30% debido al tiempo transcurrido desde que se hizo la investigación y la disponibilidad tanto de los insumos como de la mano de obra calificada para la realización del proyecto en la región.

**Tabla 16. Costos de Equipos Terminal de Regasificación.**

EQUIPO	COSTO (\$MMUSD)
Instalaciones Marinas y Brazos de Descarga	52
Tanque de Almacenamiento de GNL	100
Recondensador, Bombas y Compresor	50
Sistema de Vaporización	60
Estudios y Facilidades de Superficie	55
Obra Civil	65
TOTAL	382

Aunque el costo proyectado por equipo es de 382 MMUSD, cabe anotar que la construcción de la planta está pactada en aproximadamente 600 MMUSD. Esto debido a que la región presenta una serie de retos socio-económicos y de infraestructura que no presentó en su antecesora la planta regasificadora ubicada en Cartagena, la cual tuvo un costo de 450 MMUSD.

En cuanto al retorno de la inversión, la CREG en su resolución 026 del 2017 plantea un sistema de recaudo basado en dos puntos:

- Pago de Estampilla
- Pago por uso de Capacidad

---

<sup>51</sup> CAÑAS ROJAS, Danny Guillermo. Op. Cit.

La UMPE deberá especificar que usuarios pagaran determinado valor sobre esta resolución. En esta se hacen una serie de ejercicios en los cuales se tiene como inicio una oferta económica (\$USD 66.249.114) durante 10 años para el calcular los valores que deberá asumir cada sector de la cadena energética para financiar el proyecto según el tipo de demanda.

Este valor que la CREG define es superior al empleado en Cartagena el cual es del orden de 40 MMUSD durante 10 años asumido por el parque termoeléctrico. Cabe anotar que no se tiene en cuenta el valor que está asumiendo el usuario doméstico.

## 8. CONCLUSIONES

- Teniendo en cuenta el balance nacional de reservas de Gas Natural, se ve la necesidad imperiosa de encontrar una alternativa para suplir el desabastecimiento de gas hacia el año 2030.
- Perú se debe ver como la primera opción de compra de GNL, se debe tener en cuenta que este va ampliar su capacidad de transporte cuando entre en operación el loop que está en construcción.
- Se deben emplear tecnologías que representen un ahorro en lo operativo, debido a que la recuperación de la inversión dependerá del coto de la operación.
- El gasoducto requerirá al menos de una estación adicional de recompresión, para esto se debe definir bien el trazado de la línea.
- La recuperación de la inversión dependerá del aporte de la industria al proyecto, esto debido a que los usuarios de gas domiciliario ya pagan un valor elevado por el servicio y no podrán aportar mucho a la recaudación de la inversión.

## 9. RECOMENDACIONES

- Existen otro tipo de plantas o alternativas que se pueden implementar para el abastecimiento de gas a Colombia por medio de la regasificación como lo son los buques de almacenamiento y regasificación, los buques de almacenamiento y regasificación en tierra, planta de regasificación sin almacenamiento, etc. Las cuales pueden ser analizadas a profundidad en trabajos posteriores.
- El gasoducto requiere un análisis más profundo en el cual se tengan en cuenta los cambios de altura, dirección, temperatura y demás factores que influyen en el comportamiento del fluido en tubería.

## BIBLIOGRAFIA

AGUILERA, Julián JIMÉNEZ. El mercado del gas natural en Australia. Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Sídney. Febrero 2018.

ARENA MANTILLA, Oscar Armando y SARMIENTO VARELA, Dayana Beatriz. Estudio de Prefactibilidad Técnico-Económica para la implementación de un Proyecto de Producción y Exportación de Gas Natural Licuado (GNL) en Colombia. Trabajo de Grado (ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga (2004).

ARIAS, Jorge Marcelo. Gas Natural Licuado (Tecnología y Mercado). Trabajo Investigativo. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. 2006

Balance Gas Natural 2016-2026 Unidad de Planeación Minero-Energética. 2017.

BONILLA MELO, G. A., & DE LA CALLE BOTERO, T. D. Análisis de la instalación de plantas de regasificación en Colombia [recurso electrónico] / Gustavo Adolfo Bonilla Melo; director Thomas de la Calle. Bucaramanga: UIS, 2013.

CAÑAS ROJAS, Danny Guillermo. Estudio de Factibilidad Técnica para la construcción de una planta de regasificación (GNL) en Colombia. Monografía (Especialización Ingeniería del Gas). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga 2015.

CUEVAS STREETER, Alejandro. DEL CASTILLO CAMUS, Guillermo. RIVERA TORRES, Jorge. Instalaciones Portuarias Terminal de Descarga de Gas Natural Licuado. Ingeniería Mecánica Facultad de Ciencias y Matemáticas Universidad de Chile. Santiago, Julio del 2008.

DANIELSEN, Hans Kristian. ANDREASSEN, Goran y VERITAS, Det Norske. The Commercial Advantages and Limitations-Onshore versus Offshore LNG Import Facilities. En: Offshore Technology Conference. 2008.

Dr. YOUNG-TAE. LNG Terminal Technology. R & D Division, Korea Gas Corporation Ansan, Gyeonggi, Korea. En: International Offshore and Polar Engineering Conference. Seul-Korea. Junio del 19 al 24 del 2005.

ESCUADERO JOFRE, Ricardo Esteban. Diseño y Estudio Técnico - Económico de una Terminal de Almacenamiento y Regasificación de GNL. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Ingeniería Mecánica. Universidad de Chile. Santiago, septiembre del 2008.

ESTRANY CODA, Francesc. DOSTA PARCERISA, Jordi. PÉREZ GONZÁLEZ, Judith. MUÑOZ CAMEO, Soraya. RODRÍGUEZ VALLS, Oscar. Vaporizadores de agua de mar para gas natural licuado. En: Técnica Industrial [en línea]. Abril 2007. Disponible en internet: <http://www.tecnicaindustrial.es/TIFrontal/a-685-vaporizadores-agua-mar-gas-natural-licuado.aspx>.

FOSS, M., & HEAD, C. E. E. Introducción al GNL. Center for Energy Economics, University of Texas, Bureau for Economic Geology. 2003< [http://www.beg.u.texas.edu/energyecon/lng/documents/CEE\\_INTRODUCCION\\_AL\\_GNL.pdf](http://www.beg.u.texas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf), 10(15), 2008.

GASCAN El gas natural en el mundo. [en línea] Disponible en internet: <http://www.gascan.es/web-es/el-gas-natural/el-gas-natural-en-el-mundo>.

GERARD, Mateo. Catar Produce un Tercio del Gas Natural Licuado del Mundo. En: Crónica [en línea]. 12 de junio del 2017. Disponible en internet: [https://cronicaglobal.elespanol.com/graficnews/catar-produce-tercio-gas\\_74636\\_102.html](https://cronicaglobal.elespanol.com/graficnews/catar-produce-tercio-gas_74636_102.html).

GNL GLOBAL. Proyectos de GNL en Australia. Abril 01 del 2016. [en línea] Disponible en internet: <http://www.gnlglobal.com/noticias/proyectos-de-gnl-en-australia/>.

GNL GLOBAL. Qatar activo para mantener su liderazgo en el mercado de GNL. [en línea]. Septiembre 24 del 2015. Disponible en internet: <http://www.gnlglobal.com/mercados/medio-oriente/qatar-activo-para-mantener-su-liderazgo-en-el-mercado-de-gnl/>.

LÓPEZ LATORRE, Andrea J. Tanque de Almacenamiento de GNL para la Ampliación de la Planta de Regasificación de Barcelona. Departamento de Ingeniería Química y Combustibles, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Febrero 2013.

PIEDRAHITA, ESTEBAN. Gas en el Pacífico. En: Revista Semana-Opinión [en línea]. 25 de agosto del 2017. Disponible en internet: <https://www.semana.com/opinion/articulo/gas-en-el-pacifico/537806>.

PROMIGAS. Informe del Sector Gas Natural. 2017.

SARALEGUI, Diego. Australia hace punta en el desarrollo del GNL. En: Petrotecnia [en línea] . Abril 2016. Disponible en internet: [http://www.petrotecnia.com.ar/abril16/Sin\\_Publicidad/Australia.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/abril16/Sin_Publicidad/Australia.pdf).

SEA TEMPERATURE Colombia temperatura del agua del mar. [en línea] disponible en internet: <https://seatemperature.info/es/marzo/colombia-temperatura-del-agua-del-mar.html>.

TARAKAD, RAM R. LNG Receiving and Regasification terminals. Zeus Development Corporation. Edición revisada. Gouston, Texas-203. 120p. 2000.

TORRES TAMAYO, Enrique. RETIRADO MEDIANEJA, Yoalbys. GÓNGORA LEYVA, Ever. Coeficiente de Transferencia de Calor Experimental para el enfriamiento de licor en intercambiadores de placas. Instituto superior Minero Metalúrgico. Centro de Estudio de Energía y Tecnología Avanzada de Moa. Holguín, Cuba. 2014.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA (UPME). Definición y elaboración de las condiciones técnicas de ingeniería conceptual<sup>1</sup>) para la construcción de la planta de regasificación en la bahía de Buenaventura, pacifico colombiano, de conformidad con las normas técnicas, la reglamentación específica del sector de gas natural, la normatividad de la prestación de los servicios públicos, la función estatal y todo aquello relacionado con el proceso de selección de adjudicatario para la expansión en el suministro de gas natural en Colombia. Noviembre 2017.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. Balance Gas Natural 2016-2026. 2017

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGETICA. Proyección de Precios de los Energéticos para Generación Eléctrica. Enero 2017-Diciembre 2035. Subdirección de Hidrocarburos. Noviembre 30 del 2017.

VALLÈS FERNÁNDEZ. Estudio de la utilización de caudalímetros certificados para el custody transfer en metaneros. 2014.

WIKIPEDIA ENCICLOPEDIA LIBRE Metanero Tipos [en línea] disponible en:  
<https://es.wikipedia.org/wiki/Metanero#Tipos>

WIKIPEDIA ENCILOPEDIA LIBRE Regiones del pacifico (Colombia) [en línea] disponible en:  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Regi%C3%B3n\\_del\\_Pac%C3%ADfico\\_\(Colombia\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Regi%C3%B3n_del_Pac%C3%ADfico_(Colombia))

WIKIPEDIA ENCLOPEDIA LIBRE Buenaventura (Valle del Cauca) [en línea] disponible en: [dehttps://es.wikipedia.org/wiki/Buenaventura\\_\(Valle\\_del\\_Cauca\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Buenaventura_(Valle_del_Cauca))

WORDU, A. PETERSIDE, B. Estimation of Boil\_off Gas from efrigerated vessel in liquified natural gas plant. EN: international journal of Engeneering and Technology. Vol 3, No 1. Ene. 2013.

WUXI BETTER TECHNOLOGY CO. Vaporizador ambiental para estación de vaporizador de GNL.

ZARZO JIMÉNEZ, Carlos. Tanque Aéreo de Almacenamiento de Gas Natural Licuado de Tipo Membrana y 200.000 m3 de Volumen. Trabajo Fin de Máster. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Universidad Politécnica de Madrid. Septiembre del 2014.