

Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica

**Diseño mecánico del sistema de trasiego y selección de la
tecnología de almacenamiento para una terminal de importación
costera de gas natural licuado (GNL) en Costa Rica**

MEMORIA DE PROYECTO PARA OPTAR POR EL GRADO DE
LICENCIATURA EN INGENIERÍA MECÁNICA

Andrés Acuña Solís A90057
Luis Fernando Bolívar Retana A81000
José Antonio Ramírez Brenes A85083

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio
San Pedro, Montes de Oca, Noviembre, 2014

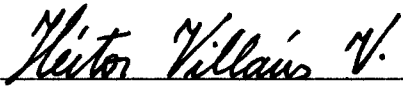
Tribunal examinador

Esta tesis fue aceptada por el Tribunal Examinador de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Costa Rica, como parte de los requisitos para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería Mecánica.

Ing. Daniel Murillo García, Lic. 

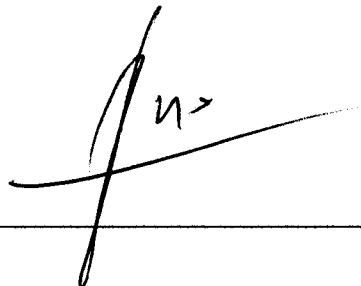
Profesor Universidad de Costa Rica

Asesor Director

Ing. Héctor Villacís Villacís, MBA. 

Profesor Universidad de Costa Rica

Asesor Interno

Ing. Óscar Acuña Céspedes, Lic. 

RECOPE

Asesor Externo

Ing. Marco Calvo Vargas, MBA. 

Coordinador de proyectos de graduación

Ing. Jhymer Rojas Vásquez, MSc. 

Director

Escuela de Ingeniería Mecánica.

Fecha: lunes 3 de noviembre 2014

Agradecimientos

Agradecemos a nuestro asesor director Daniel Murillo por todo el apoyo y dedicación que nos ayudó a fortalecer y finalizar nuestro proyecto. Asimismo a los demás miembros del panel asesor por todas sus recomendaciones.

A RECOPE por la oportunidad de desarrollar este proyecto y todo el apoyo recibido durante su elaboración.

A nuestros profesores y compañeros los cuales nos ayudaron a superar todos los retos y a crecer como ingenieros y profesionales a través de nuestra carrera.

A todos aquellos que nos ayudaron en el desarrollo de nuestra carrera y este trabajo, sin ellos esto no hubiera sido posible.

Dedicatoria

“A todos los que de alguna manera me han ayudado para hacerme llegar a lo que soy hoy”

Andrés Acuña Solís

Dedicatoria

*“A Dios, a mis padres y a mi hermano.
También a cada una de las personas
que de una u otra manera me han
ayudado a alcanzar estos logros”*

Luis Fernando Bolívar Retana

Dedicatoria

“Al concluir este trabajo me percaté que involucra una cantidad de conocimientos que juntos le dan sentido a nuestra propuesta. Sin embargo, en ningún lado se menciona una parte fundamental de este viaje, que es el respaldo y el soporte que me dio Dios, mi familia, mis amigos y seres queridos, compañeros, profesores y la Universidad. Sin este valioso pilar, el trabajo y mi carrera nunca hubieran sido posibles. A todos estos miembros anónimos de nuestro proyecto les dedico esta tesis”

José Antonio Ramírez Brenes

Índice

Índice de Cuadros	xi
Índice de Figuras.....	xii
Índice de Gráficos	xiii
Resumen.....	xiv
Abstract.....	xv
1. Introducción	1
1.1 Justificación	1
1.2 Objetivos	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 Alcance y limitaciones	5
1.4 Metodología	7
2. Gas Natural	9
2.1 Generalidades del gas natural.....	9
2.1.1 Historia.....	9
2.1.2 Propiedades físicas y químicas del gas natural.	11
2.1.3 Usos del gas natural	15
2.2 Cadena de valor del gas natural	16
2.2.1 Extracción	16
2.2.2 Tratamiento para licuefacción.....	17
2.2.3 Licuefacción.....	17
2.2.4 Almacenamiento criogénico y gases de evaporación (boil-off).....	18
2.2.5 Transporte	19
2.2.6 Descarga.....	20
2.2.7 Almacenamiento criogénico.....	20
2.2.8 Regasificación.....	21
2.2.9 Distribución.....	21
2.3 Mercado Mundial	21
2.3.1 Demanda Global.....	22
2.3.2 Disponibilidad	23

2.3.3 Precio del gas natural	26
2.4 Normas para el manejo de gas natural	27
2.4.1 Normas PEMEX.....	28
2.4.2 Normas PDVSA.....	28
2.4.3 Normas ASME.....	29
2.4.4 Normas ASTM.....	29
2.4.5 Normas NFPA.....	30
2.4.6 Normas ISO.....	30
2.4.7 Normas API.....	30
3. Tecnologías de trasiego de GNL en terminales de importación.....	31
3.1 Metalurgia de las tuberías del sistema de trasiego de GNL usadas en el mundo para terminales de importación.....	31
3.1.1 Parte metálica.....	32
3.1.2 Materiales No Metálicos	35
3.2 Brazos de descarga de GNL.....	37
3.2.1 Brazos de carga de FMC Technologies.....	38
3.2.2 Brazos de carga de SVT Transfer Complete.....	40
3.2.3 Brazos de carga de KANON loading equipment	41
3.2.4 Brazos de carga de EMCO Wheaton:	43
3.3 Bombas.....	45
3.3.1 Bombas Primarias	46
3.3.2 Bombas Secundarias	47
3.3.3 Distribuidores.....	48
4. Tecnologías de almacenamiento para GNL en terminales de importación.....	50
4.1 Tanques de almacenamiento sobre el nivel de la superficie	50
4.1.1 Concreto pretensado.....	50
4.1.2 Acero.....	52
4.1.3 Híbridos.....	55
4.2 Tanques de almacenamiento bajo el nivel de la superficie	56
4.2.1 Convencionales	56
4.2.2 Cavidad congelada y cavernas de minas	57
4.3 Principales proveedores a nivel mundial.....	57
4.3.1 NORGREN:	57

4.3.2 CBI:.....	58
4.3.3 Tokyo Gas:.....	58
4.3.4 CHEMTEX:.....	58
5. Diseño del sistema de trasiego de GNL para una terminal de importación costera en Costa Rica.....	59
5.1. Condiciones iniciales del proyecto.....	59
5.1.1. Ubicación del proyecto.....	59
5.1.2. Condiciones meteorológicas del cantón de Limón.....	61
5.2. Análisis de alternativas y selección definitiva de ubicación del proyecto.....	63
5.3. Definición del diseño.....	65
5.4. Descripción del proceso.....	66
5.5. Selección de los brazos de descarga.....	67
5.6. Tubería de trasiego.....	69
5.6.1. Tubería interna.....	70
5.6.2. Aislamiento.....	71
5.6.3. Tubería externa.....	72
5.6.4. Análisis de flexibilidad.....	73
5.6.5. Soportería.....	75
5.6.6. Diseño de la tubería.....	79
5.6.6.1. Línea de brazos de descarga (L1 y L2).....	79
5.6.6.2. Línea principal de carga del tanque (L3).....	80
5.6.6.3. Línea de salida del tanque (D1).....	81
5.6.6.4. Recirculación de la tubería principal (R1).....	81
5.6.6.5. Línea hacia regasificador + cisternas (D2).....	82
5.6.6.6. Línea del regasificador (D1-1).....	82
5.6.6.7. Línea hacia cargaderos de cisternas (D2-1).....	83
5.6.6.8. Recirculación de cisternas (R2).....	83
5.7. Tanque de almacenamiento de GNL.....	83
5.8. Dimensionamiento y selección de las bombas criogénicas.....	85
5.8.1. Distintos escenarios presentes en el proyecto.....	88
5.8.1.1. Casos de Operación para tanque lleno.....	89
5.8.1.2. Casos de Operación para tanque vacío.....	91
5.8.2. Configuración del sistema de bombeo.....	91

5.9.	Sistema de Válvulas	100
5.9.1.	Tipos de Válvulas.....	100
5.9.1.1.	Válvulas de regulación.....	100
5.9.1.2.	Válvulas de cierre y apertura.....	101
5.9.1.3.	Válvulas de retención.....	102
5.9.1.4.	Válvulas de alivio.....	102
5.9.2.	Diagrama de válvulas.....	103
5.9.3.	Diagrama de instrumentación	105
6.	Conclusiones y Recomendaciones	108
6.1.	Conclusiones	108
6.2.	Recomendaciones.....	110
	Bibliografía	112
	Apéndices.....	116
	Anexos	124

Índice de Cuadros

Cuadro 2.1 Contaminantes presentes en varios combustibles	10
Cuadro 2.2 Rango de composición del gas natural.....	12
Cuadro 2.3 Composición química del gas natural en distintos países	13
Cuadro 2.4 Propiedades generales del gas natural.....	14
Cuadro 3.1. Aleaciones ferríticas y austeníticas comunes en tuberías criogénicas	33
Cuadro 3.2. Aleaciones no ferrosas comunes en tuberías criogénicas.	34
Cuadro 3.3. Ejemplos típicos de materiales no metálicos usados en tuberías criogénicas...35	
Cuadro 5.1 Promedios mensuales de temperaturas (°C) en la estación de Limón, periodo 1970-2012.....	62
Cuadro 5.2. Comparación de materiales para tuberías criogénicas.....	70
Cuadro 5.3. Cuadro resumen del análisis de flexibilidad.....	75
Cuadro 5.4. Separación máxima entre soportes de tuberías.....	78
Cuadro 5.5. Cuadro resumen de los diferentes puntos de operación para cuando se tiene el tanque con su máximo nivel (R: recirculación de la tubería de llenado del tanque, V: vaporizador, C: llenado de cisternas).....	89
Cuadro 5.6. Cuadro resumen con los valores máximos de TDH y potencia hidráulica correspondientes a cada caso para cuando se tiene el tanque con su máximo nivel (R: recirculación de la tubería de llenado del tanque, V: vaporizador, C: llenado de cisternas).....	92
Cuadro 5.7. Cuadro resumen con los valores máximos de TDH y potencia hidráulica correspondientes a cada caso para cuando se tiene el tanque con su mínimo nivel (R: recirculación de la tubería de llenado del tanque, V: vaporizador, C: llenado de cisternas).....	96
Cuadro 5.8. Cuadro resumen de las válvulas.....	105

Índice de Figuras

Figura 3.1. Configuración típica de una tubería PIP.....	36
Figura 3.2. Configuración típica de una tubería PIPIP	37
Figura 3.3. Brazos de descarga	38
Figura 3.4. Bomba sumergible.....	47
Figura 4.1. Tanque de almacenamiento de GNL de concreto pretensado sobre el nivel de la superficie.....	50
Figura 4.2. Tanque de almacenamiento de GNL de acero de contención sencilla sobre el nivel de la superficie.....	53
Figura 4.3. Tanque de almacenamiento de GNL de acero de contención doble sobre el nivel de la superficie.....	54
Figura 4.4. Tanque de almacenamiento de GNL de acero de contención total sobre el nivel de la superficie.....	55
Figura 5.1. Mapa de Costa Rica, ubicación del proyecto.....	60
Figura 5.2. Mapa terreno de RECOPE en Puerto Moín.....	60
Figura 5.3. Tanque de almacenamiento de GNL de acero de contención total sobre el nivel de la superficie.....	64
Figura 5.4. Diagrama de proceso de terminal de regasificación de GNL.....	66
Figura 5.5. Brazo de descarga de GNL, modelo DCMA-S, marca FMC Technologies.....	69
Figura 5.6. Detalle de soportería.....	78
Figura 5.7. Diagrama de válvulas.....	103
Figura 5.7. Diagrama de instrumentación.....	106

Índice de Gráficos

Gráfico 2.1 Consumo de energía global	22
Gráfico 2.2 Demanda global	23
Gráfico 2.3 Distribución global	24
Gráfico 2.4 Desarrollo R/P a través de los años	25
Gráfico 2.5 Precio GNL.....	26
Gráfico 2.6 Precio GNL y Henry Hub en \$/MMcf (dólares por millones de pies cúbicos) .	27
Gráfico 5.1 Precipitación promedio mensual en la estación de Limón, periodo 1941-2012.....	62
Gráfico 5.2 Promedios mensuales de humedad relativa, estación Limón periodo 1970-2012.....	63

DISEÑO MECÁNICO DEL SISTEMA DE TRASIEGO Y SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO PARA UNA TERMINAL DE IMPORTACIÓN COSTERA DE GAS NATURAL LICUADO (GNL) EN COSTA RICA

Por Andrés Acuña Solís, Luis Bolívar Retana y José Ramírez Brenes

(NOVIEMBRE 3 DEL 2014)

RESUMEN

El propósito de este proyecto es el de elaborar el diseño mecánico y la selección de la tecnología necesaria para el proceso de trasiego y almacenamiento de una terminal de importación costera de gas natural licuado, ubicada en Limón, Costa Rica. Este proyecto es promovido por RECOPE que busca diversificar la matriz energética del país. Para implementar este proyecto, se estudió el gas natural licuado así como las diferentes tecnologías de almacenamiento y su trasiego. Con esta investigación se presenta la ingeniería básica requerida para el diseño mecánico de estos procesos que está conformada por elementos tales como: la ubicación, el sistema de tuberías, el sistema de bombeo, los sistemas de instrumentación y válvulas, además de seleccionar la tecnología requerida para cada uno de estos procesos.

MECHANICAL PIPING SYSTEM DESIGN AND SELECTION OF THE STORAGE TECHNOLOGY FOR A COASTAL LIQUEFIED NATURAL GAS REGASIFICATION TERMINAL IN COSTA RICA

By Andrés Acuña Solís, Luis Bolívar Retana y José Ramírez Brenes

(NOVEMBER 3rd, 2014)

ABSTRACT

The purpose of this project is to develop the mechanical design and select the required technology for the storage and pumping process of a liquefied natural gas import coastal terminal, located in Limon, Costa Rica. This project is promoted by RECOPE as an option to diversify the country's energetic resources. To implement this project, a thorough study of liquefied natural gas and the technologies required for its pumping and storage was conducted. With this research the basic engineering required for the mechanical design of these processes is presented including important elements such as: the location, the piping system, the pumping system, the instrumentation and valve systems, as well as the technology required for each process.

1. Introducción

Este capítulo consta de los elementos fundamentales en que se va a basar nuestro proyecto debido a que se encuentra la justificación del mismo, así como los objetivos (El general y los específicos), el alcance y limitaciones del proyecto, y la metodología que se va a utilizar para su desarrollo.

1.1 Justificación

Es importante para Costa Rica la búsqueda e implementación de nuevas tecnologías energéticas para así cubrir la demanda actual y futura. El uso del gas natural en el mundo ha aumentado en los últimos años gracias a los avances tecnológicos, produciendo un cambio en la industria en términos de eficiencia y flexibilidad, además de esto, al ser considerado una energía verde, su investigación ha aumentado y su implementación se da cada vez más en mayor cantidad de países. Se puede apreciar entonces, una industria la cual muestra un comportamiento más competitivo y eficiente.

Debido al crecimiento del mercado y la situación económica actual del petróleo, el GNL es una opción viable como energía alternativa, debido a que según la EIA (Administración de Información de Energía, por sus siglas en inglés) los precios del gas natural se encuentran muy por debajo de los crecientes precios del petróleo. El precio por barril de GNL es de 29,17 \$/barril mientras que los derivados del petróleo como la gasolina, diésel y petróleo crudo presentan precios de hasta 113,4 \$/barril, 118,7 \$/barril y 93,13\$/barril respectivamente, es decir el gas natural es hasta un 80% más barato. El gas natural surge entonces como una opción viable, según el estudio realizado por SNC-Lavalin se estima una demanda inicial de 200 mil toneladas para el año 2015 para alcanzar una demanda de hasta un millón de toneladas para el año 2037. El gas natural cubrirá entonces los principales sectores, en el sector de transporte se empezará con una cobertura del 5% de

la demanda actual incrementando hasta un 34% para el 2037. En el sector industrial requerirá apenas 20 000 toneladas para el 2015, sin embargo presentaría un aumento hasta las 250 000 toneladas para el 2037, un 26% de la demanda total. Además de esto la implementación de un proyecto pasada la construcción estima generar 500 empleos directos y hasta 1 500 empleos indirectos.

Otro factor importante para el uso del gas natural es el hecho que es un combustible sumamente abundante, debido a esto y a la disminución significativa de los yacimientos de otros combustibles alrededor del mundo, el gas natural se ha convertido en una opción importante para muchos países, ya que se estima que la cantidad actual de gas natural es suficiente para cumplir con la demanda de hasta 60 años, en el caso del medio oriente el cual presenta la mayor relación de reservas contra producción se estima que puede suplir hasta 162 años de producción. En el caso de América Latina se está dando un auge en la producción y exportación de gas natural con Perú como segundo exportador de la región junto a Trinidad y Tobago, tomando el puesto dieciocho de los países exportadores de GNL.

Entre las características más importantes del gas natural se encuentra el hecho de que a pesar de ser un combustible de la familia de los hidrocarburos, este representa una fuente de energía sumamente importante para reducir la contaminación. Esto se debe a que el gas natural es mayormente compuesto por metano (aproximadamente un 90%). Esto hace que los principales productos de la combustión sean dióxido de carbono y vapor de agua, mientras que el carbón y el petróleo presentan debido a su composición mayores niveles de carbón y nitrógeno, además de que contienen azufre. También las emisiones de dióxido de carbono son menores por parte del gas natural en comparación a otros combustibles, este presenta 117 000 lb/10⁶ Btu de emisiones mientras el petróleo presenta hasta 164 000 lb/10⁶ Btu. En emisiones de azufre el gas natural presenta 1 lb/10⁶ Btu mientras que el petróleo alcanza valores de hasta 1 122 lb/10⁶ Btu. Esto significa que el gas natural emite cantidades muchos menores de emisiones de los gases invernaderos. Esto hace que el país lo busque como una opción siguiendo una de las pautas del VI Plan Nacional de Energía el cual busca en sus principios “Viabilidad ambiental, social y económica” impulsando el estudio e implementación de energías más limpias, colocando como uno de sus objetivos la

introducción del gas natural para la sustitución de combustibles fósiles en la generación eléctrica.

El almacenamiento de gas natural gira en torno a diferentes procesos los cuales combinan las áreas de fluidos y metalurgia. En el caso del tema escogido se buscará investigar el proceso de almacenamiento y trasiego del gas natural en estado líquido, en donde dicho gas se encuentra a temperaturas criogénicas. Se estarán investigando tecnologías que aún no son utilizadas en Costa Rica, lo que hace de este proyecto una base importante para el desarrollo del uso del gas natural en el futuro del país. Además de esto, el proceso de trasiego cubre una de las partes más importantes y críticas del proceso, ya que se encarga de manejar fluidos criogénicos los cuales deben de ser manejados de manera adecuada para así asegurar la efectividad del proceso.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

- Diseñar el sistema de trasiego y seleccionar la tecnología de almacenamiento para una terminal de importación costera de GNL en Costa Rica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Caracterizar el gas natural (GN) en cuanto a sus propiedades físicas y químicas, cadena de valor y sus implicaciones ambientales.
- Investigar las distintas tecnologías y equipos para el trasiego de GNL.
- Investigar las distintas tecnologías y equipos para el almacenamiento de GNL.
- Recomendar la tecnología para el trasiego y almacenamiento de GNL más acorde para una terminal de importación costera de GNL en Costa Rica.
- Diseñar la ingeniería básica del sistema de trasiego de GNL para el trayecto comprendido entre los atracaderos de los buques metaneros y el proceso de regasificación de una terminal de importación costera de GNL en Costa Rica.
- Confeccionar planos de ingeniería básica, con base en el diseño mecánico del sistema de trasiego de GNL ya realizado.
- Definir materiales y equipos incluidos en el diseño mecánico del sistema de trasiego de GNL ya realizado.

1.3 Alcance y limitaciones

Este documento presenta los fundamentos teóricos que permiten llevar a cabo la selección del sistema de almacenamiento de GNL, así como, el diseño del sistema de trasiego de GNL para una terminal de importación costera de GNL en Costa Rica.

El estudio contará con la colaboración de la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) como una base para las limitantes del proyecto, esto debido a que este es el principal promotor de la tecnología de gas natural en el país. Pero el diseño no será exclusivo para RECOPE, ya que, este combustible no es parte del monopolio de hidrocarburos que dicha empresa tiene en el país, lo cual permite que el área de acción del trabajo se amplíe y que el estudio sea utilizado por cualquier compañía, nacional o extranjera, que tenga el fin de desarrollar dicha tecnología y prestar el servicio en el país.

En cuanto al sistema de almacenamiento de GNL sólo se seleccionará la tecnología que se considere más adecuada, para las condiciones presentes en Costa Rica, y se recomendará para su uso en la terminal de importación costera de GNL, pero no se ahondará en cuestiones de diseño del mismo.

Sin embargo, para el sistema de trasiego de GNL si se concretará un diseño más elaborado, entre lo que se puede mencionar la elaboración de planos de ingeniería básica, selección de equipo, diseño del sistema de bombeo, diseño del sistema de tuberías, selección de soportería adecuada, selección de materiales apropiados para trasiego y manejo de fluidos criogénicos (temperatura de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$), entre otros.

Cabe destacar que el trayecto del trasiego de GNL que se diseñará, es el comprendido entre los atracaderos de los buques metaneros y el proceso de regasificación; más específicamente los trayectos de llenado y vaciado de los tanques de almacenamiento de GNL.

Para realizar el diseño del trasiego de GNL lo más apegado posible a la realidad que va a enfrentar el país son necesarios ciertos parámetros iniciales, sin embargo, al ser el gas natural un hidrocarburo que nunca se ha comercializado en el país, el mercado es un punto de referencia bastante incierto; por lo tanto para tratar de saldar ese faltante de información, la empresa SNC-Lavalin ha realizado un estudio de mercado bajo contratación de RECOPE en el cual se presenta una proyección de cuáles serían los casos de demanda de gas natural

en el país para varios escenarios posibles. Debido a esta problemática es que se realizarán reuniones con expertos en el tema y de esta forma clarificar cual puede ser el escenario más probable, y así, poder obtener los parámetros iniciales de diseño requeridos para el dimensionamiento del mismo.

A su vez, se consultará el trabajo final de graduación para optar por el grado de licenciatura en ingeniería química elaborado por el ingeniero Óscar Acuña, denominado “Estudio de prefactibilidad técnico y financiero para evaluar la conveniencia de una terminal de importación de gas natural licuado en las cercanías del puerto Moín, Limón”, el cual define preliminarmente los distintos escenarios de demanda, las variables del proceso y el dimensionamiento de algunos componentes principales, incluido el tanque de almacenamiento.

Una vez presentado el diseño final, será decisión de las empresas si llevan a cabo la construcción del mismo o no, pero queda totalmente fuera de los alcances del trabajo la construcción del sistema diseñado.

Finalmente, se debe destacar la carencia de un marco legal en el país relacionado al GNL, ya que, como se mencionó anteriormente es una sustancia que nunca se ha manejado en Costa Rica, ya sea en cuanto a extracción o importación del mismo; por lo tanto, para la elaboración del diseño se tomará en cuenta normativa internacional, utilizada en países que cuentan con amplia experiencia del manejo de GNL como lo son Estados Unidos, México, Venezuela y la Unión Europea, entre otras.

1.4 Metodología

Con el fin de cumplir con los objetivos planteados para llevar a cabo el diseño del sistema de trasiego y seleccionar la tecnología de almacenamiento más adecuada para una terminal de importación costera de GNL en Costa Rica se necesita plantear una metodología con la cual se va a realizar el desarrollo del proyecto. La misma va a estar basada en una revisión bibliográfica en bibliotecas, bases de datos, internet y consulta con profesionales, para que de esta forma se pueda lograr un cumplimiento al detalle de los objetivos planteados.

Primero se va a proceder a investigar sobre las generalidades del gas natural y la cadena de valor del mismo, para así lograr conceptualizar el uso del mismo y su importancia como un hidrocarburo alterno, ya que es necesario tener un conocimiento completo del mismo, y así poder establecer cual tipo de tecnología es la más adecuada para su manipulación.

Posteriormente, una vez que se tiene un mayor entendimiento del contexto del gas natural como combustible alterno, se procede a ahondar sobre las tecnologías de trasiego del mismo en estado líquido correspondientes a los procesos entre los atracaderos de los buques metaneros y la regasificación en una terminal de importación, para conocer la oferta actual en el mundo en cuanto a las tecnologías, y así, delimitar tanto las ventajas como desventajas de cada una de ellas. A su vez, se pretende conceptualizar las distintas tecnologías utilizadas en la actualidad para el almacenamiento del GNL para así delimitar tanto las ventajas como desventajas de cada una de ellas. Una vez expuestas las tecnologías para el manejo del GNL descritas anteriormente, se pretende llevar a cabo una recomendación de las tecnologías más adecuadas para una terminal de importación de GNL costera en Costa Rica.

Además, algo de suma importancia es tener conocimiento de las condiciones de operación esperadas para una terminal de importación de GNL costera en Costa Rica. Dichas condiciones se estudiarán con base en las proyecciones de operación para la futura terminal de importación de gas natural que la empresa RECOPE planea construir de manera que se pueda entonces definir el punto de partida para el diseño mecánico que se llevará a cabo.

Una vez realizadas las etapas anteriormente mencionadas, se procederá a diseñar el sistema de trasiego de GNL para una terminal de importación costera en Costa Rica. Para esta etapa es fundamental toda la información recopilada de manera que el diseño propuesto sirva de punto de partida para futuros desarrollos de carácter similar. También se contará con la colaboración del panel asesor a lo largo de todo el desarrollo del proyecto a manera de guía y referencia.

2. Gas Natural

En este capítulo se pretende introducir el gas natural, para lo cual se mencionan las características generales, entre las que se pueden destacar la composición química, propiedades físicas y químicas del mismo; así como la cadena de valor del gas natural, el mercado mundial y normativas necesarias para su manejo y uso.

2.1 Generalidades del gas natural

2.1.1 Historia

El descubrimiento del gas natural se remonta a la antigüedad en el medio Oriente, durante esa época se producían escapes de gas natural a través de la corteza terrestre y debido a sus características muchas veces se convertían en llamas de fuego al entrar en contacto con diversas sustancias o gases presentes en el aire, y la gente de la época no entendía como sucedía, por lo cual se llenaban de supersticiones alrededor de estas llamas que salían del “corazón de la tierra”, a tal nivel que formaron parte de las creencias religiosas de las civilizaciones antiguas como las persas, indias y griegas.

Lo cual queda en evidencia en Speight, James G. (2007) (Autores tr.) “Uno de los acontecimientos más famosos relacionado a estas llamas, se dio en la antigua Grecia, en el Monte Parnassus alrededor del año 1000 después de Cristo (d.C.); cuando un pastor de ovejas cruzó lo que parecía una quema, una llama que salía de la fisura de las rocas. Los griegos creyeron que la llama tenía origen divino y construyeron un templo en el lugar que salió la llama”.

Se menciona que China fue el primer país en reconocer el valor energético del gas natural, y por lo tanto, fueron los primeros en hacer una perforación en el año 211 d.C.

donde se menciona que se utilizaban palos de bambú para transportarlo. Sin embargo, en América y en Europa el gas natural fue descubierto hasta inicios del siglo XVII, además cabe destacar que ese primer gas natural usado era bastante contaminante y poco eficiente comparado con el gas natural moderno. Ya para finales del siglo XVIII e inicios del siglo XIX se empezó a utilizar el gas natural como fuente energética con el cual se producía la energía suficiente para el alumbrado público de calles, especialmente en Estados Unidos.

A pesar de esto, fue hasta después de la Segunda Guerra Mundial que se empezó a desarrollar más la industria del gas natural, ya que se vivía un ambiente menos tenso en cuanto al tema de la seguridad se refiere y se dio la construcción de gasoductos de larga distancia, especialmente en Estados Unidos.

Además, se comprobó que no sólo tenía un gran poder energético para ser utilizado como combustible sino que también presentaba ventajas ambientales con respecto a otros hidrocarburos (el carbón y el petróleo) utilizados como combustibles.

Contaminante	Gas natural (lb/ 10⁶ BTU)	Petróleo (lb/ 10⁶ BTU)	Carbón (lb/ 10⁶ BTU)
CO ₂	117 000	164 000	208 000
CO	40	33	208
NO _x	92	448	457
SO ₂	1	1122	2591

Cuadro 2.1 Contaminantes presentes en varios combustibles

Fuente: Speight, James G. 2007 (Autores, tr.)

Esto se puede observar en el cuadro 2.1, lo cual produce que el gas natural se vuelva un combustible atractivo en todo sentido, energético y ambiental. Siendo esto un gran incentivo para el “boom” que se ha dado con el gas natural en el mundo, principalmente, posterior al año 2000 y el cual continúa en aumento por la incesante búsqueda de

combustibles alternativos ante el pronto agotamiento de los yacimientos de petróleo en el mundo, así como por los planes de reducción de los contaminantes que se han propuesto los gobiernos de varios países.

2.1.2 Propiedades físicas y químicas del gas natural.

El gas natural es parte de la familia de los hidrocarburos, pero tiene una composición química muy simple comparado a otros fluidos de esta familia, éste tiene una composición original de sustancias como vapor de agua, dióxido de carbono, nitrógeno, helio, metano, etano, propano, isobutano, entre otros, y debido a esta composición es una sustancia más liviana que el aire.

Gas	Composición	Rango
Metano	CH ₄	70% - 90%
Etano	C ₂ H ₆	0% - 20%
Propano	C ₃ H ₈	0% - 20%
Butano	C ₄ H ₁₀	0% - 20%
Pentano e hidrocarburos mayores	C ₅ H ₁₂	0% - 10%
Dióxido de carbono	CO ₂	0% -8%
Oxígeno	O ₂	0% - 0.2%
Nitrógeno	N ₂	0% - 5%
Ácido sulfúrico, sulfuro de carbonilo	H ₂ S, COS	0% - 5%
Gases nobles	A, He, Ne, Xe	encontrar

Cuadro 2.2 Rango de composición del gas natural

Fuente: Speight, James G. 2007 (Autores, tr.)

La variación en estos porcentajes se ve afectada por diferentes razones como lo es la ubicación geográfica, cercanías de yacimientos de petróleo y profundidad, entre otros. Es por esto que no hay una única composición química de gas natural sino que ésta está dentro de rangos porcentuales como los mencionados en el cuadro 2.2.

Componente	Trinidad	Algeria	Nigeria	Omán
Metano	96,9	87,93	91,69	87,88
Etano	2,7	7,73	4,61	7,52
Propano	0,3	2,51	2,40	3,00
Iso-Butano	0,1	0,50	1,30	1,60
N-Butano	-	0,72	-	-
C5+	-	0,61	-	-
Total	100	100	100	100

Cuadro 2.3 Composición química del gas natural en distintos países

Fuente: Woodward & Pitblado, 2010 (Autores, tr.)

En el Cuadro 2.3 se puede ver un claro ejemplo de la variación en los porcentajes de la composición química del gas natural según el país de origen, en el mismo se establece que el extraído en Trinidad y Tobago es el que presenta un mayor contenido de gas metano con un 96,9% y también destaca que el extraído en Omán es el de menor contenido de metano con un 87,876% (Esta comparación es solo entre estos 4 países, sin embargo estos no son los únicos países exportadores de gas natural en el mundo).

El gas natural como cualquier otra sustancia también tiene propiedades físicas características de sí mismo, entre ellas se pueden mencionar masa molar, punto de ebullición, temperatura de auto ignición, densidad, etc.

Propiedad	Valor
Masa molar relativa (mol)	20-16
Contenido de carbono (% peso)	73-75
Contenido de hidrógeno (% peso)	27-25
Contenido de oxígeno (% peso)	0,4-0,0
Relación de hidrógeno a hidrógeno atómico	3,5-4,0
Densidad relativa del aire a 15 °C	1,5-0,6
Temperatura de ebullición (°C/ 1 atmósfera)	-162
Temperatura de auto ignición (°C)	540-560
Octanaje	120-130
Metanaje	69-99
Límites de inflamabilidad de vapor (% volumen)	5-15
Límites de inflamabilidad	0,7-2,1
Menor calentamiento/ potencia calorífica (BTU)	900

Cuadro 2.4 Propiedades generales del gas natural

Fuente: Speight, James G. 2007 (Autores, tr.)

Sin embargo, una vez más se puede ver como en el cuadro 2.4 los valores de las propiedades se dan en rangos y no en un valor específico, esto debido a que la composición del gas natural varía según sea el país en el cual se extrae como se mencionó anteriormente en esta misma sección y se evidenció con el cuadro 2.3. Por lo cual se deberá tener en cuenta estos rangos al momento de diseñar, y especialmente para la manipulación y uso del gas natural, ya que varias de estas propiedades (Como el punto de auto ignición, los límites

de inflamabilidad, entre otras) son fundamentales para evitar accidentes y así proteger la vida humana.

2.1.3 Usos del gas natural

El gas natural puede ser utilizado para diversas aplicaciones prácticamente en todos los sectores del mercado, lo cual es una de sus ventajas para la inserción del mismo, los principales nichos de mercado en los cuales entra en acción son los siguientes:

Generación de energía eléctrica

En este sector se utilizaría el gas natural como sustituto de los combustibles utilizados en las plantas térmicas de generación eléctrica, en Costa Rica dentro de este sector se encuentra la planta termoeléctrica de Moín, así como, la planta de generación térmica Garabito.

Industrial

En este caso el gas natural también suplirá la función de los combustibles derivados del petróleo, ya que el gas natural produce menos emisiones contaminantes y representaría un costo menor en la factura de combustibles de las empresas. Se utiliza para el calentamiento de hornos, para realizar procesos de fundición y cogeneración, entre otros.

Comercial y Residencial

En estos dos sectores el uso que se le da es muy similar debido a que no manejan grandes equipos que necesiten algún combustible, en este caso se utiliza principalmente para cocinar, sin embargo no es el único uso que se le da, ya que, también es empleado para agua caliente sanitaria, calefacción doméstica, secado y climatización de grandes espacios.

Transporte

En el sector de transporte sería equivalente a combustibles como la gasolina y el diésel, por lo que se podría utilizar en automóviles así como en el sector de transporte público como buses, taxis, entre otros. Este sector representa una de las principales apuestas en la demanda del gas natural en Costa Rica.

2.2 Cadena de valor del gas natural

Con el fin de tener un mayor entendimiento del manejo del gas natural, a continuación se explicarán las distintas etapas de la cadena de valor del mismo, desde su extracción hasta su distribución comercial para sus distintos usos.

2.2.1 Extracción

Primeramente se tiene la etapa de extracción. El gas natural se encuentra en yacimientos subterráneos tanto en tierra como en el mar, es ahí donde comienza la exploración del mismo para llegar así a implementar pozos que mediante un compresor envían el gas a la superficie. Cabe destacar que el mismo se forma mediante la descomposición de materia orgánica que ha sido atrapada bajo capas de sedimento con el pasar de millones de años. De esta manera ha sido expuesto a altas presiones y temperaturas las cuales facilitan la formación de hidrocarburos tales como el gas natural propiamente. Normalmente se encuentra en dos estados diferentes, asociado y no asociado. El primero de estos significa que el gas natural forma parte de una reserva de petróleo, por lo que su extracción se hace en conjunto con la de éste. Cuando se habla de que el gas natural se encuentra no asociado, se refiere a que se halla en reservas por sí solo. En cuanto a su composición, como fue mencionado anteriormente, consta de una mezcla de principalmente

metano pero también contiene otros hidrocarburos como el etano y el propano, además de nitrógeno y dióxido de carbono entre otros. (Tusiani & Shearer, 2007)

2.2.2 Tratamiento para licuefacción

Una vez extraído del yacimiento se busca licuar el gas natural con el fin de reducir su volumen 600 veces para así facilitar el futuro manejo y transporte del mismo. No obstante antes de ser licuado, el gas debe ser tratado con el fin principal de eliminar todo tipo de impurezas y contaminantes. Además se busca remover mediante dicho tratamiento, previo a la licuefacción, cualquier componente como el dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno, mercurio y agua con el fin de evitar que los mismos se solidifiquen a la hora de disminuir la temperatura al gas natural, y que a su vez no generen corrosión a lo largo de los diversos componentes de la planta de licuefacción. Una vez llevado a cabo dicho proceso, se cuenta entonces con una mezcla primariamente de metano junto con hidrocarburos livianos. (Tusiani & Shearer, 2007)

2.2.3 Licuefacción

Como se mencionó anteriormente, el propósito de la licuefacción del gas natural es reducirle su volumen de manera que pueda ser manejado más fácilmente. Para llevar a cabo esto se busca disminuir la temperatura al gas hasta los $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, en el rango criogénico, a una presión no mayor a 0,5 bar manométrico logrando así que pase a su estado líquido. Dichas condiciones de presión y temperatura se logran mediante tres principales ciclos termodinámicos de refrigeración.

El primero de ellos es el ciclo de refrigeración en cascada el cual utiliza típicamente tres ciclos de refrigeración uno directamente después del otro con propano, etileno y metano como refrigerantes respectivamente. Paulatinamente se le disminuye la temperatura

al gas natural conforme avanza por los ciclos de refrigeración hasta que éste alcanza la temperatura deseada a la presión mencionada anteriormente.

Otro de los ciclos más comunes para licuar el gas natural es el ciclo de expansión de Joule Thompson, el cual funciona bajo el principio de expansión adiabática para lograr las condiciones deseadas para el GN.

El tercero de los ciclos utilizados para la licuefacción es el de refrigerante mixto, el cual funciona bajo el mismo principio que el de cascada, pero en lugar de componerse de tres ciclos de refrigeración separados, se cuenta solamente con uno. Tal y como lo dice su nombre, se utiliza una mezcla de refrigerantes en donde cada componente condensa a una distinta temperatura por lo que así se logra aumentar la eficiencia del proceso al ajustar la curva de refrigeración del refrigerante a la del gas natural. (Flynn, 2004) (Tusiani & Shearer, 2007)

2.2.4 Almacenamiento criogénico y gases de evaporación (boil-off)

Una vez licuado el gas natural se procede a almacenarlo en tanques especiales que mantienen el gas natural licuado refrigerado hasta que vaya a ser transportado para su venta. Existen dos principales categorías de tipos de tanque, los subterráneos y los de superficie que van desde los 50 000 metros cúbicos hasta los 200 000 metros cúbicos dependiendo de la capacidad de producción de la planta de licuefacción y la frecuencia de exportación. (Tusiani & Shearer, 2007)

Los primeros consisten en una cavidad bajo la superficie, la cual por lo general cuenta con un techo metálico y sus paredes están recubiertas con un material aislante. Debido a su configuración, dicha tecnología no es recomendable para almacenamiento a largo plazo debido a la gran transferencia de calor del exterior hacia el tanque.

En cuanto a las tecnologías de almacenamiento en la superficie se tienen los tanques de contención sencilla los cuales cuentan con un tanque interior metálico y un tanque exterior. Entre ambos tanques se tiene una capa aislante para evitar el calentamiento del GNL en el interior. Además, existen los tanques de doble contención los cuales además de tener doble pared metálica como los de contención sencilla, cuentan con un refuerzo de

concreto adicional a lo largo de toda la circunferencia, con el fin de contener cualquier derrame de líquido. No obstante, si se genera algún tipo de fuga de gas, no podrá ser contenido ya que el techo del tanque sigue siendo de metal.

Por último, se encuentran los de contención total los cuales además de tener la doble pared metálica, están completamente recubiertos por una estructura de concreto la cual puede contener cualquier tipo de derrame, ya sea líquido o gaseoso.

Como se mencionó, la transferencia de calor del exterior hacia el GNL en los tanques es sumamente crítica debido a que con el más mínimo aumento de temperatura, se comienza a evaporar el GNL; a dichas evaporaciones se les llama gases de “boil-off”. A pesar de que hoy en día las tecnologías de aislamiento se encuentran sumamente desarrolladas, siempre se va a dar una leve transferencia de calor, por lo que los gases de “boil-off” se pueden tanto recomprimir para volverlos a almacenar o también se pueden utilizar como combustible en cualquier proceso de la planta de licuefacción.

2.2.5 Transporte

A la hora de transportar el GNL, existen tres métodos principales. Se puede hacer mediante camiones cisternas criogénicos los cuales son principalmente utilizados para distancias cortas en donde se transporta el GNL a terminales satélites de regasificación para su futura venta. De igual manera existen tuberías para transportar el GNL, no obstante se recomienda que sea para distancias menores a los trescientos kilómetros debido a las dificultades para mantener a lo largo del trayecto al fluido en estado líquido.

El método más común para transportar el GNL es mediante buques llamados metaneros los cuales pueden llegar a tener una capacidad máxima de 266 000 metros cúbicos. Dichas embarcaciones cuentan con 4 o 5 tanques individuales, por lo general similares en construcción a los descritos anteriormente y de igual manera se da la generación de gases de “boil-off” a una velocidad de 0,1% a 0,25% por lo que se utilizan dichos gases como combustible para las calderas y turbinas de los mismos. (Tusiani & Shearer, 2007)

2.2.6 Descarga

Una vez que el buque metanero llega a la terminal de importación y regasificación, se lleva a cabo el proceso de descarga del mismo en donde se utilizan brazos mecánicos especializados los cuales son capaces de ajustarse a las distintas alturas de los buques, así como a los cambios a causa de las fluctuantes mareas. Cabe destacar que dichos brazos cuentan con una tubería de acero con uniones que le permiten al brazo articularse ya que al día de hoy no se ha desarrollado una tecnología confiable para la descarga de los buques que sea completamente de un material flexible. Entonces el GNL es bombeado por las bombas con que cuentan los buques hacia un sistema de tuberías, generalmente de aluminio o acero inoxidable, hasta llegar a los tanques de almacenamiento criogénico de la planta de regasificación.

2.2.7 Almacenamiento criogénico

Los tanques de almacenamiento criogénico en las plantas de regasificación tienen las mismas tecnologías que los mencionados anteriormente para la planta de licuefacción. Cabe destacar que la capacidad de almacenamiento de una planta de regasificación puede variar desde los 35 000 metros cúbicos hasta los 2 000 000 de metros cúbicos, y por lo general se estima una generación diaria de 0,05 % de gases de “boil-off”, con respecto al volumen total de un tanque. Nuevamente se utilizan compresores para relicuar éste gas y volver a almacenarlo.

2.2.8 Regasificación

En la etapa de regasificación se busca llevar el GNL nuevamente a estado gaseoso a una temperatura de 5°C, por lo que se utilizan intercambiadores de calor llamados vaporizadores, los cuales buscan agregarle calor al GN que por lo general se toma del agua de mar. Una vez gasificado, se busca odorizar el gas con aditivos a base de azufre para así facilitar la detección de fugas tanto durante su transporte o al ser utilizado como combustible. (Parrish & Kidnay, 2006)

2.2.9 Distribución

El último eslabón en la cadena de valor del gas natural es la distribución la cual puede ser mediante cisternas que transportan el gas natural comprimido (GNC) o más comúnmente mediante gasoductos los cuales llevan el combustible a las principales fuentes de consumo como lo son los centros industriales y las poblaciones cercanas.

2.3 Mercado Mundial

Es importante conocer el comportamiento del mercado mundial del gas natural para así poder considerarlo como una posible opción de importación en Costa Rica. Esto ayuda a dar una visión más general del avance de la tecnología de gas natural, además de conocer los principales países exportadores e importadores. Otro factor de suma importancia en el análisis de mercado del gas natural gira en torno a la disponibilidad y su distribución mundial. La industria de GNL está surgiendo en donde apenas para el año 1959 se logró el primer cargamento de GNL en el mundo.

2.3.1 Demanda Global

El gas natural representa el 24% del consumo de la energía global, como se puede observar en el gráfico 2.1, mostrando un crecimiento de consumo superior al del petróleo en un análisis de los próximos 20 años, lo cual lo hace la tercera fuente de energía primaria del mundo (Deutsche Bank, 2013). Esto muestra una demanda atractiva para el gas, ya que de mediano a largo plazo se ve no sólo como una opción más atractiva ambientalmente sino también como una opción relativamente favorable en relación a los sustitutos del petróleo.

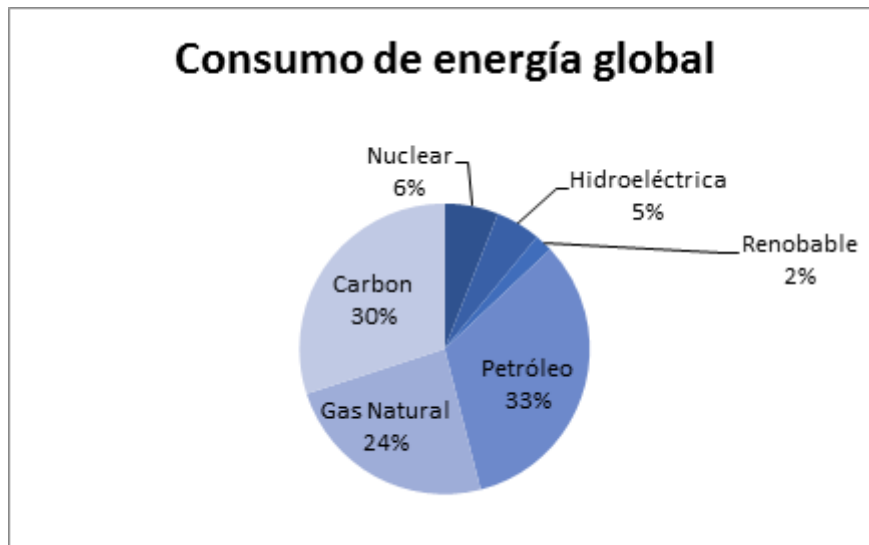


Gráfico 2.1 Consumo de energía global

Fuente: Deutsche Bank, 2013 (autores, tr.)

El problema es que el mercado de gas natural se presenta de manera regional girando en torno a los principales productores del mundo. Esto se debe a que la creación de un mercado mundial presenta altas barreras de costos, además de los desafíos políticos los cuales detienen la creación de una red de transporte global. Por lo que, el mercado mundial es de naturaleza regional dependiendo principalmente en la distribución por gasoductos, en donde la distribución más global apenas cubre un 10% (Deutsche Bank, 2013).

En el marco global, el gas natural ha presentado un crecimiento del 2,7% en el CAGR (tasa de crecimiento anual compuesto, por sus siglas en inglés) desde 1997 mostrando un crecimiento del 7% para los años 2010-2011, se espera según la IEA que este crecimiento continúe en un 2% entre el 2010 y 2020. (Deutsche Bank, 2013) Como se observa en el gráfico 2.2 la demanda global se concentra en Europa y Norteamérica en donde los países con mayor consumo son Estado Unidos y Rusia. Mientras que en Latinoamérica apenas se aprecia un 5% del consumo total ya que es un mercado en surgimiento y sus principales productores (Trinidad & Tobago y Perú) están en desarrollo.

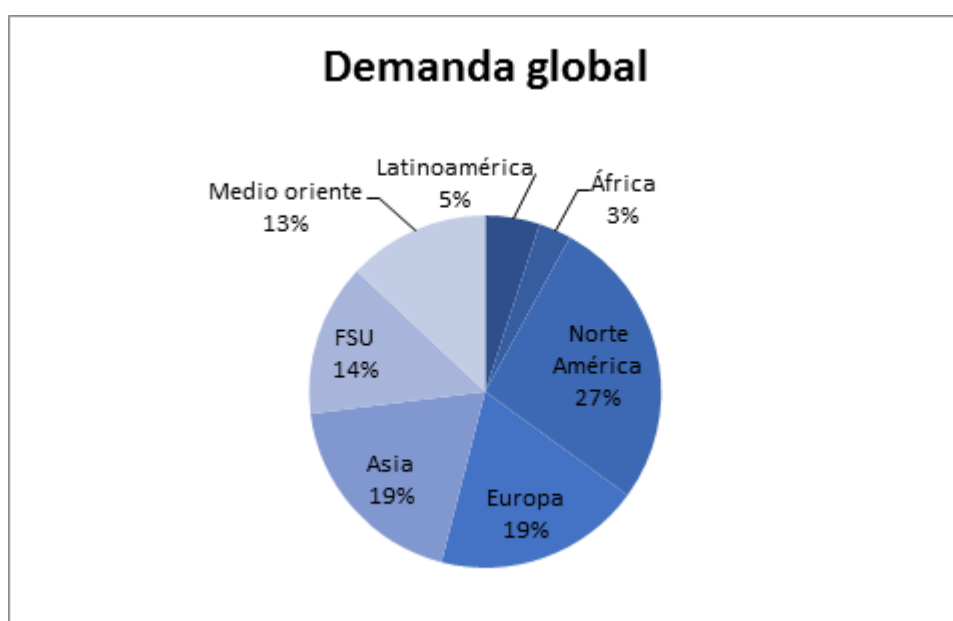


Gráfico 2.2 Demanda global

Fuente: Deutsche Bank, 2013 (autores, tr.)

2.3.2 Disponibilidad

Actualmente encontramos 2 regiones geográficas principales en los mercados de GNL, estas como se mencionó anteriormente presentan su propia demanda y reservas. Las 2 zonas son la Zona Atlántica que incluye Europa, África y América y la Zona Pacífica que

incluye el sur de Asia, India y Rusia la cual domina los mercados de GNL ya que el mercado asiático consume un 60% de la demanda del mismo.

Según el análisis de British Petroleum (BP) de las reservas de gas natural éstas presentan un valor de 208,4 tcm (trillón de metros cúbicos) para el año 2011 presentando un crecimiento de hasta un 25% en los últimos 60 años. En los últimos 20 años se ve un crecimiento de hasta el 42% de 74 Tcf (trillón de pies cúbicos) para el año 1990 hasta 105 Tcf en el 2009 (Moniz, Jacoby, & Meggs, 2010). Esto se debe a que el surgimiento de este combustible ha causado que varias compañías hayan incursionado en la búsqueda de gas natural. En el gráfico 2.3 se puede observar la distribución del gas natural en el mundo, en donde las principales fuentes se encuentran en el Medio Oriente y Rusia, con un 60% de la distribución global.

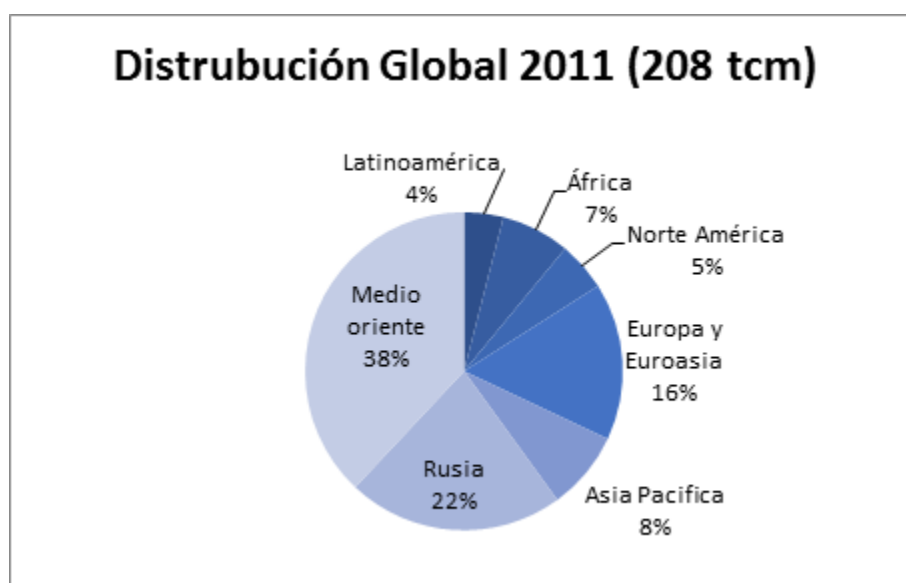


Gráfico 2.3 Distribución global

Fuente: BP, 2012 (autores, tr.)

Sin embargo, a pesar del crecimiento en las reservas de gas natural este apenas logra cumplir con la demanda creciente de gas natural lo que muestra valores de la razón de reservas/producción (R/P) constantes en los últimos años, como se aprecia en el gráfico 2.4.

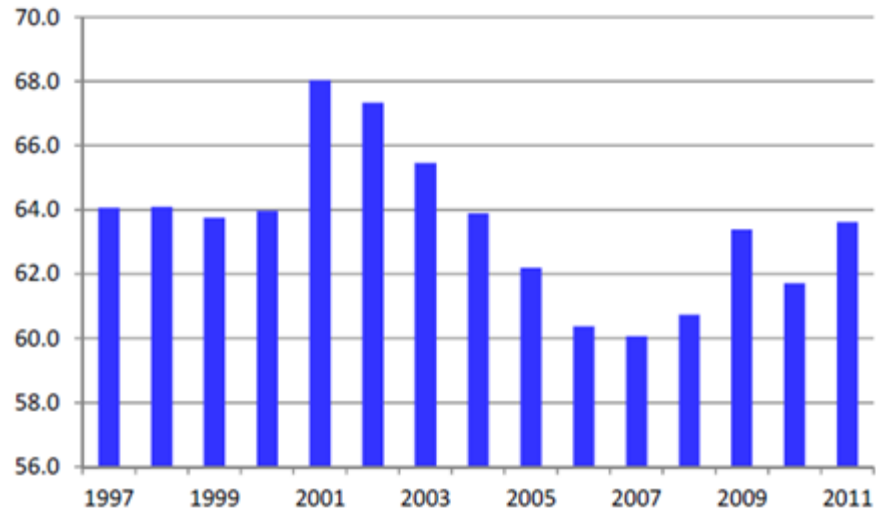


Gráfico 2.4 Desarrollo R/P a través de los años

Fuente: Deutsche Bank, 2013 (autores, tr.)

Actualmente se encuentran como principales proveedores de gas natural, según el estudio de Deutsche Bank (2013) en Norte América a Canadá el cual distribuye gas natural por medio de gasoductos hacia Estados Unidos. En Europa, el 65% de los países consumidores de gas natural depende de la importación del mismo, mientras los principales distribuidores en esa región son Rusia, principalmente, y Noruega, esto por medio de gasoductos en un 70% y el 30% restante por importación de GNL desde Qatar y Alergia. Asia consume un 20%, pero este porcentaje es mayor en países como Japón y Corea del Sur los cuales reciben GNL de parte de Qatar y Rusia. Encontramos como principales proveedores de GNL hacia América con niveles de importación de 15 MMtpa (millones de toneladas por año) a 50 MMtpa a Qatar, Nigeria, Trinidad & Tobago y Perú (SNC LAVALIN, 2012). Encontramos además países que están entrando a la exportación de GNL importantes para Costa Rica a Estados Unidos y Canadá.

2.3.3 Precio del gas natural

Debido a que el mercado global de gas natural presenta un comportamiento regional, esto causa que cada mercado presente un comportamiento diferente dependiendo de su oferta y demanda. Además de esto, otro factor que influye en los precios de gas natural es su forma de importación ya que como se mencionó anteriormente éste puede importarse por medio de gasoductos, la cual es la manera más común de importación, o por medio de buques metaneros de GNL. Existen diferentes referencias para el precio del gas natural dependiendo de la zona. Como se aprecia en el gráfico 2.5, hay 4 referencias principales, entre ellos el US Henry Hub que gira en torno al precio del gas natural por medio de gasoductos. En el caso del GNL para Europa tenemos el precio promedio de importación de Alemania (cif) y el NBP (Punto Referencia Nacional de sus siglas en ingles) de Gran Bretaña. Finalmente en Asia el precio es regido por el LNG cif de Japón. (BP, 2012)

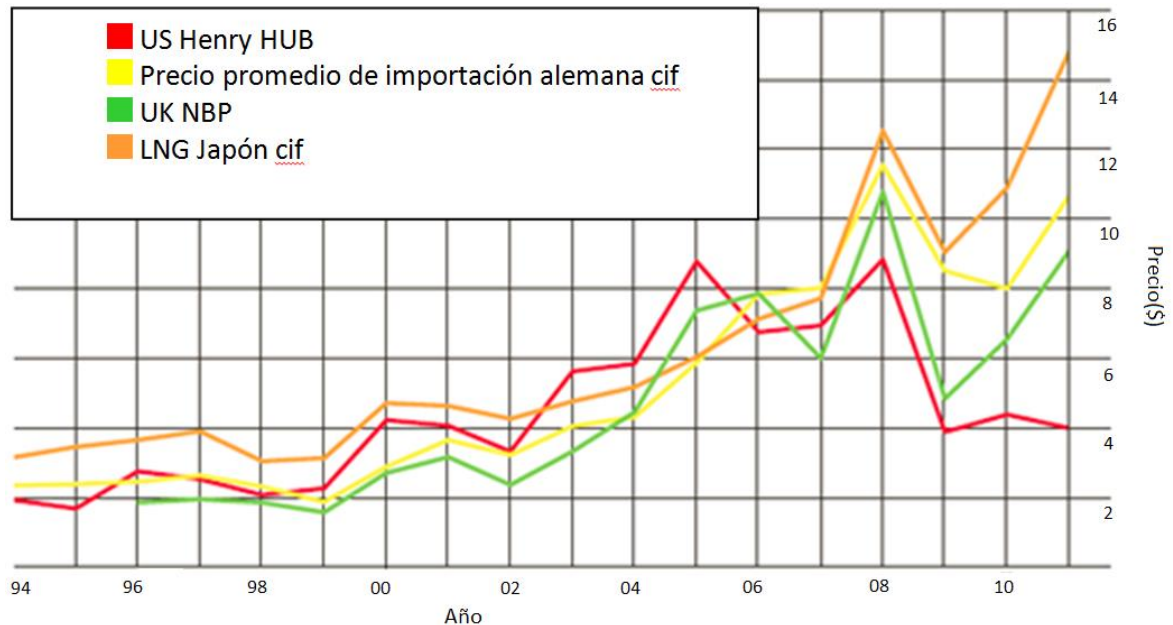


Gráfico 2.5 Precio LNG

Fuente: Moniz et al., 2010 (autores, tr.)

En el caso de Estados Unidos, punto de referencia más cercano a Costa Rica, el precio del GNL es obtenido por medio del Henry Hub sin incluir los precios de gasificación, transporte y otros costos de importación. En el gráfico 2.6 se puede ver el comportamiento del precio de GNL en comparación al precio del Henry Hub.

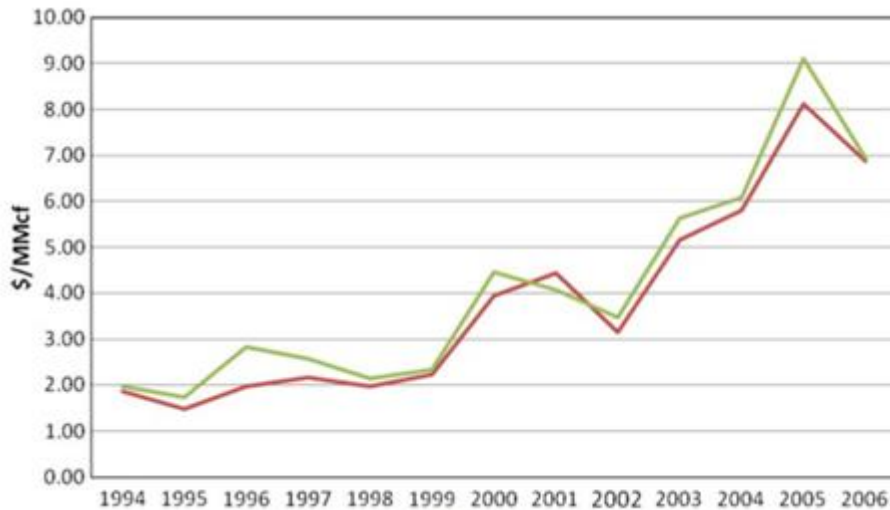


Gráfico 2.6 Precio GNL (verde) y Henry Hub (rojo) en \$/MMcf (dólares por millones de pies cúbicos)

Fuente: Maxwell & Zhu, 2011 (autores, tr.)

2.4 Normas para el manejo de gas natural

Esta sección del capítulo consta de las normativas establecidas para el uso y manejo del gas natural, se va a utilizar tanto normativa nacional como internacional, con la intención de cumplir con todas las medidas de seguridad y requerimientos de construcción necesarios cuando se elabore el diseño mecánico del sistema de trasiego.

2.4.1 Normas PEMEX

La empresa Petróleos Mexicanos (PEMEX) tiene amplia experiencia en lo relacionado al tema de gas natural e incluso han creado normas que se deben de cumplir en el diseño de sus instalaciones, así como de sus diversas subsidiarias, algunas normas de interés son:

- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.
- NRF-032-PEMEX-2012, Sistemas de tuberías en plantas industriales-Diseño y especificaciones de materiales.
- NRF-043-PEMEX-2008, Acercamiento y amarre de embarcaciones a instalaciones costa afuera.
- NRF-050-PEMEX-2007, Bombas centrífugas.
- NRF-113-PEMEX-2007, Diseño de tanques atmosféricos.
- NRF-139-PEMEX-2006, Soportes de concreto para tuberías.
- NRF-150-PEMEX-2011, Pruebas hidrostáticas de tuberías y equipos.
- NRF-204-PEMEX-2012, Válvulas de bloqueo de emergencia.
- NRF-211-PEMEX-2008, Válvulas de compuerta y bola en líneas de transporte de hidrocarburos.
- NRF-245-PEMEX-2010, Válvulas solenoide.

2.4.2 Normas PDVSA

La empresa Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) también presenta experiencia en el campo de gas natural, algunas normas y subsidiarias de interés que deben cumplir en el diseño de instalaciones son:

- Norma Venezolana 3568-2:2000, Gas natural. Características mínimas de calidad.
- PDVSA H-221, Materiales para tuberías.

- PDVSA L-STP-034, Guía para la gerencia de la integridad mecánica en tuberías de transporte de hidrocarburos.

2.4.3 Normas ASME

La sociedad estadounidense de ingenieros mecánicos (ASME, por sus siglas en inglés) también se encarga de velar por la seguridad humana, ambiental y de la profesión, por lo tanto, se dedican a realizar normas que minimicen los accidentes producto de diseños elaborados por ingenieros mecánicos, algunas de sus normas relacionadas al gas natural son:

- ASME B31.3, Tuberías para plantas químicas y refinerías de petróleo.
- ASME B31.4, Sistema de tuberías para transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos.
- ASME B31.8, Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas.

2.4.4 Normas ASTM

La sociedad estadounidense para prueba de materiales (ASTM, por sus siglas en inglés) se ha interesado en establecer los procedimientos correctos para realizar pruebas a los diversos materiales y entre estos se encuentran el gas natural y sus sistemas, por lo que se pueden mencionar las siguientes normas:

- ASTM B837-10, Norma para tubos de cobre sin costura para sistemas de distribución de gas natural y petróleo licuado.
- ASTM F2349-04, Norma para la operación y mantenimiento de sistemas integrados de tuberías de gas natural y fibra óptica.

2.4.5 Normas NFPA

La asociación nacional de protección contra incendios de Estados Unidos (NFPA, por sus siglas en inglés) se encarga de dictar la normativa relacionada a los elementos necesarios para combatir incendios, así de procedimientos que minimicen la aparición de los mismos, y para el gas natural presenta la siguiente norma:

- NFPA 59A, Norma para la producción, almacenamiento y manipulación del GNL.

2.4.6 Normas ISO

La organización internacional de normalización (ISO, por sus siglas en inglés), también ha creado normas relativas a instalaciones de gas natural, como:

- ISO/TS 29001:2010, Especificación técnica para las Industrias del Petróleo, Petroquímicas y del Gas Natural.

2.4.7 Normas API

El Instituto estadounidense de Petróleo (API, por sus siglas en inglés) es el encargado de realizar normas para el petróleo y todos sus derivados, a pesar de que el gas natural no es un derivado del petróleo si es un hidrocarburo, por lo que también han desarrollado normas para el gas natural; como:

- API STD 610, Bombas centrífugas para industrias petroleras, petroquímicas y de gas natural.

3. Tecnologías de trasiego de GNL en terminales de importación

En este capítulo se hará mención a las diversas tecnologías que se pueden utilizar para la construcción del sistema de trasiego de GNL en una terminal de importación, entre lo que se puede mencionar el material de las tuberías, los brazos de descarga y bombas.

3.1 Metalurgia de las tuberías del sistema de trasiego de GNL usadas en el mundo para terminales de importación.

La metalurgia es uno de los grandes retos a los que se debe enfrentar un ingeniero en la elaboración del diseño del sistema de trasiego en una terminal de GNL, esto debido a la muy baja temperatura en que se encuentra el GNL (-162 °C) al momento de pasar por las tuberías. Por esta razón es que no se puede utilizar cualquier material para su construcción; también se deben tomar en cuenta los cambios que sufren los materiales, en cuanto a sus propiedades físicas y mecánicas, al estar expuestos a temperaturas criogénicas, tales cambios son: se vuelven más rígidos y frágiles, muchos ciclos de contracción y expansión, rápidos cambios de fase debido a la gran diferencia de temperaturas, entre otros.

Además, de las partes metálicas presentes en las tuberías para aplicaciones criogénicas, también se deben revisar los distintos tipos de aislamientos que se pueden utilizar, así como capas de cobertura extras.

3.1.1 Parte metálica

Esta sección tiene como enfoque principal los distintos tipos de materiales en que pueden ser construidas las partes metálicas de los sistemas de tuberías utilizadas para aplicaciones criogénicas.

3.1.1.1 Materiales Ferrosos

Estos son todos los materiales que están compuestos en su mayoría o parcialmente por átomos de hierro, y estos se pueden dividir en materiales ferríticos y austeníticos, la diferencia entre ambos está en su configuración atómica, la cual es un sistema cúbico centrado en el cuerpo (BCC, por sus siglas en inglés) y un sistema cúbico centrado en la cara (FCC, por sus siglas en inglés), respectivamente. (Nayyar, King, & Crocker, 2000)

Los materiales ferríticos son los más usados debido a ciertas ventajas que presentan, tales como bajo costo, facilidad de fabricación y alta resistencia obtenida por medio de tratamientos térmicos. Las aleaciones con níquel, la reducción de los niveles azufre y la reducción del tamaño de los granos son los principales enfoques con las aleaciones ferríticas. (Nayyar et al., 2000)

Los materiales austeníticos mayormente utilizados para aplicaciones criogénicas son los aceros inoxidable que contienen níquel, cromo y los de la serie AISI 300. Estos fueron inicialmente desarrollados para resistir la corrosión, pero su dureza y excelentes propiedades de fractura han permitido que sean adecuados para la construcción de sistemas de tuberías criogénicas. Además, están los aceros inoxidable fundidos que han sido mejorados en los últimos años, pero se le deben realizar pruebas antes de ser utilizados para saber si son capaces de soportar el paso de fluidos criogénicos. (Nayyar et al., 2000)

Entre los materiales ferrosos (ferríticos y austeníticos) utilizados para la construcción de sistemas de tuberías criogénicas se encuentran los siguientes:

Aleación	Temperatura mínima	Especificación ASME
Acero C-Mn ¹	-46 °C	SA-333 grado 1
Acero- 2 ¹ / ₄ % níquel ¹	-73 °C	SA-333 grado 7
Acero- 3 ¹ / ₂ % níquel ¹	-101 °C	SA-333 grado 3
Acero- 9% níquel ¹	-196 °C	SA-333 grado 8
Acero inoxidable 304 ²	-254 °C	SA-312
Acero inoxidable 304L ²	-254 °C	SA-312
Acero inoxidable 316 ²	-196 °C	SA-312
Acero inoxidable 316L ²	-196 °C	SA-312
Acero inoxidable 347 ²	-254 °C	SA-312

Cuadro 3.1. Aleaciones ferríticas y austeníticas comunes en tuberías criogénicas
Fuente: Nayyar et al., 2000 (Autores, tr.)

¹ Aleaciones ferríticas, ² Aleaciones austeníticas

De acuerdo con los datos del cuadro 3.1 se pueden descartar los tres primeros materiales para la construcción de las tuberías del sistema de trasiego de GNL, esto debido a que el GNL está por debajo de la temperatura mínima que pueden soportar. Por otra parte, se puede destacar que los aceros austeníticos son los que soportan menores temperaturas y no tendrían problema para el trasiego de GNL.

3.1.1.2 Materiales No Ferrosos

Estos materiales como su nombre lo indica no contienen átomos de hierro, los más comúnmente utilizados en sistemas de tuberías criogénicas son los de la familia de aluminio, níquel y cuproso (contienen cobre).

Los aluminios utilizados en tuberías criogénicas son solo una pequeña parte de la amplia gama de aluminios que existen, por ejemplo los aluminios de alta resistencia utilizados para aplicaciones aeroespaciales no pueden ser utilizados en tuberías de proceso debido a que no son cubiertos por el código de ASME. Por lo tanto, los tipos de aluminios utilizados son los 5083 y 6061 para las aplicaciones criogénicas de más alta resistencia,

llegando a temperaturas tan bajas como -254 °C. Y para las aplicaciones criogénicas de baja resistencia se pueden utilizar aluminios de la serie 3000. (Nayyar et al., 2000)

Las tuberías de cobre se utilizaron en los inicios de la industria criogénica pero poco a poco ha ido siendo desplazada por parte de las tuberías de acero inoxidable, a pesar de eso se mantienen gran cantidad de tuberías de cobre especialmente por su fácil fabricación, resistencia a la ignición y resistencia a la combustión en sistemas enriquecidos con oxígeno. (Nayyar et al., 2000)

Las tuberías de aleaciones de níquel pueden ser utilizadas en tuberías criogénicas ya que sus propiedades mecánicas reaccionan muy bien a estas condiciones de muy baja temperatura, sin embargo su alto costo impide que sean mayormente utilizadas. (Nayyar et al., 2000)

Aleación	Mínima temperatura	Especificación ASME
Aluminio 1100	-254 °C	SB 210
Aluminio 3003	-254 °C	SB 210
Aluminio 5052	-254 °C	SB 210
Aluminio 5083	-254 °C	SB 210
Aluminio 5086	-254 °C	SB 210
Aluminio 6061	-254 °C	SB 210
Cobre (C10200, C12200)	-198 °C	SB 467
Cobre-níquel (70600)	-198 °C	SB 467
Cobre-níquel (71500)	-198 °C	SB 467
Aleación cobre-aluminio, Monel 400	-198 °C	SB 467

Cuadro 3.2. Aleaciones no ferrosas comunes en tuberías criogénicas.

Fuente: Nayyar et al., 2000 (Autores, tr.)

Como se observa en el cuadro 3.2 ninguno de estos materiales presenta problema alguno para trabajar con el GNL, en cuanto a temperatura se refiere; a la hora del diseño se deben analizar otros factores determinantes como los esfuerzos máximos permisibles, coeficiente de expansión, y demás propiedades mecánicas.

3.1.2 Materiales No Metálicos

Esto comprende los materiales que no son metálicos, entre los que se pueden mencionar aislamiento y distintas capas de cobertores adicionales. Estos componentes cumplen funciones muy importantes a lo largo de las tuberías criogénicas, como mantener el fluido a una baja temperatura evitando que se dé un gran intercambio de calor entre el interior y el exterior de la tubería, evitar fugas por medio de los sellos, entre otros.

Entre los distintos tipos de materiales no metálicos que se pueden encontrar en los sistemas de tuberías criogénicos, se encuentran los que se mencionan en el siguiente cuadro,

Aplicación	Material
Juntas	Durable (asbestos unidos o comprimidos) Grafoil (grafito flexible)
Aislamiento (fibra)	Fibra de vidrio Lana mineral
Aislamiento (espuma)	Poliuretano Espuma de poliestireno Espuma de vidrio
Aislamiento (polvo)	Perlita Vermiculita
Aislamiento (lámina)	Mylar Papel de aluminio opaco
Aislamiento (Soporte Brock)	Transite Micarta
Empaque de válvula, sellos y lubricantes	Viton KEL-F Teflón reforzado con vidrio Fluorolube

Cuadro 3.3. Ejemplos típicos de materiales no metálicos usados en tuberías criogénicas.

Fuente: Nayyar et al., 2000 (Autores, tr.)

Cabe destacar que los materiales mencionados en el cuadro 3.3 no son la totalidad de los materiales usados para aplicaciones criogénicas.

El tipo de aislante depende de diversos factores como la aplicación, el fluido, el costo, las características deseadas y la disponibilidad del mismo en el mercado, por lo que se debe analizar para cada proyecto cual es la mejor opción a utilizar.

3.1.3 Configuración de la tubería

Las tuberías pueden presentar distintas configuraciones en cuanto a la cantidad de capas que deben estar compuestas y dependen en mucho de que tan estrictas son las normas de seguridad o la peligrosidad del fluido que se trasiega.

Generalmente, la configuración más común es la conocida como una tubería en una tubería (PIP, por sus siglas en inglés) la cual presenta una tubería interior, seguida de una capa de aislamiento y posteriormente otra tubería externa, a la cual se le agregan otras capas para combatir problemas específicos como la corrosión o algún otro problema. Otra configuración PIP comúnmente utilizada es de una tubería interna, seguida por una chaqueta en vacío y posteriormente otra tubería, a la tubería externa se le agrega otras capas para combatir problemas específicos como la corrosión o algún otro, de igual forma que la configuración anterior. (Bechtold, 1997)(McKinnon, 2007)

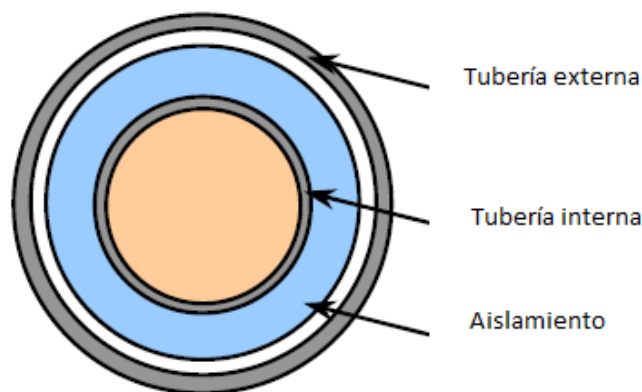


Figura 3.1. Configuración típica de una tubería PIP
Fuente: (McKinnon, 2007)

También está la configuración conocida como una tubería en una tubería en una tubería (PIPIP, por sus siglas en inglés), la cual cuenta con una tubería interior, una capa de aislamiento, una tubería intermedia y una tubería externa. (McKinnon, 2007)

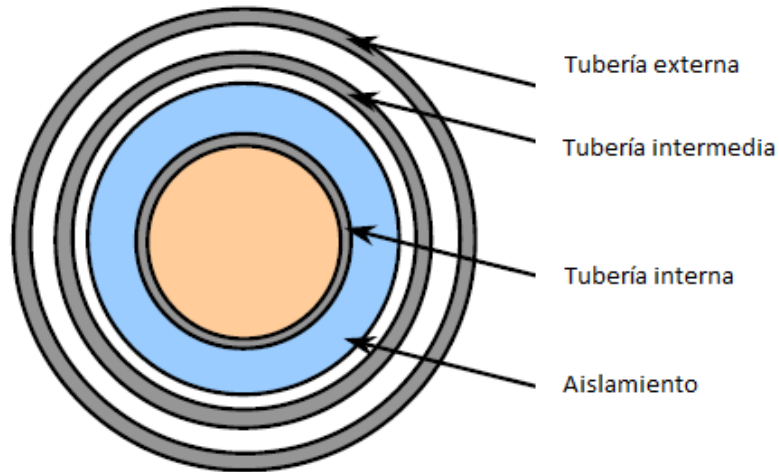


Figura 3.2. Configuración típica de una tubería PIPIP
Fuente: (McKinnon, 2007)

3.2 Brazos de descarga de GNL

Un componente importante del sistema de trasiego de GNL en una terminal de importación son los brazos de descarga.

Para los procesos de carga del GNL hacia los buques metaneros y descarga del GNL desde los buques metaneros se utilizan unos brazos metálicos, los cuales pueden ser manejados de forma manual o automática. Estos son de vital importancia, ya que este es un proceso crítico dentro de la cadena de valor del gas natural porque presenta varias complicaciones como lo es el movimiento del buque metanero, provocado por las mareas del mar, la conexión y desconexión de los mismos para evitar fugas de GNL hacia el mar o el aire, entre otros.

Estos brazos son construidos con materiales que deben de ser capaces de soportar la baja temperatura en que se encuentra el GNL (-162 °C) y además de las características

químicas y físicas del fluido a transportar. En el mundo hay varios fabricantes que se dedican a la construcción de estos tipos de brazos entre los que se pueden mencionar FMC Technologies, SVT Transfer Complete, KANON Loading Equipment, EMCO Wheaton, NIIGATA Loading Systems, Ltd., entre otros.



Figura 3.3. Brazos de descarga

Fuente: EMCO Wheathon

3.2.1 Brazos de carga de FMC Technologies

La compañía FMC Technologies está en el negocio de la industria petrolera desde la década de 1980 y en los inicios del siglo XXI incursionaron también en el campo del gas natural debido a su creciente “boom” alrededor del mundo. Y entre los productos que fabrican se encuentran los brazos de carga para diversos productos. Sus oficinas relativas al tema de los sistemas de carga se ubican en Estados Unidos y en Francia. (FMC Technologies, 2013)

Chiksan® Brazos de carga marinos para servicio de GNL:

3.2.1.1 RCMA-S:

Este es un brazo que mantiene el producto trasegado en una línea separada de la estructura mecánica y sólo posee un contra peso para balancear el brazo con la carga del fluido que está trasegando. Está disponible en diámetros desde 10 pulgadas hasta 20 pulgadas y está construido con acero inoxidable. Son capaces de manejar temperaturas de trabajo desde -162 °C y presiones desde -0,03 bares hasta 30 bares, y son controlados de manera remota.

Entre sus principales aplicaciones se encuentran la transferencia de GNL, productos refrigerados, productos de alta densidad y productos de alta gravedad específica. (FMC Technologies, 2013)

3.2.1.2 DCMA-S:

Este modelo es un brazo completamente balanceado en todas las posiciones, posee dos sistemas de contrapesos independientes para balancear todas las partes del brazo, inclusive mientras realiza la transferencia del fluido. Está diseñado para separar el producto trasegado de la estructura mecánica.

Está disponible en diámetros desde 10 pulgadas hasta 20 pulgadas y está construido con acero inoxidable. Son capaces de manejar temperaturas de trabajo desde -162 °C y presiones desde -0,03 bares hasta 30 bares, y son controlados de manera remota.

Entre sus principales aplicaciones se encuentran la transferencia de GNL, productos refrigerados, productos de alta densidad y productos de alta gravedad específica. (FMC Technologies, 2013)

3.2.2 Brazos de carga de SVT Transfer Complete

Esta es una empresa que forma parte del Grupo GESCO y es una empresa líder mundialmente en el tema de la manufactura de sistemas de carga para fluidos y gases, con más de cuarenta años de experiencia alrededor del mundo. SVT es una empresa que realiza todo el proceso de diseño y manufactura en Alemania. (SVT Transfer Complete, 2013)

3.2.2.1 ATLANTIC:

Este es un brazo de carga especialmente diseñado para operaciones de larga duración que requieren el trasiego de sustancias críticas, es movilizada de manera hidráulica y posee amplias zonas de operación. Está disponible en diámetros desde 4 pulgadas hasta 20 pulgadas y funciona para un rango de temperaturas que van desde -196 °C hasta 250 °C, sistemas de contrapeso independientes. (SVT Transfer Complete, 2013)

3.2.2.2 ARTIC:

Este es un brazo hidráulico especialmente diseñado para el trasiego de GNL o gas licuado, tiene una estructura de soporte aparte y además para trabajar en grandes áreas de trabajo.

Está disponible en diámetros desde 4 pulgadas hasta 20 pulgadas, además que opera con temperaturas desde -196 °C y presiones de hasta 45 bar. Posee contrapesos separados para los brazos internos y externos.

Tiene rótulas especiales criogénicas que no necesitan un tiempo de enfriamiento, mínima cantidad de variedad de repuestos ya que usan la mayor cantidad de piezas

idénticas posibles, se entrega completamente instalado y las reparaciones periódicas no son necesarias. (SVT Transfer Complete, 2013)

3.2.3 Brazos de carga de KANON loading equipment

Esta es una empresa holandesa y con una subsidiaria en Malasia, es una suplidora de primera clase en el mercado internacional en lo relativo a los sistemas de transferencia de líquidos por vía marítima, en ferrocarril o por carretera.

Todos los brazos se puede encontrar en diámetros desde 4 pulgadas hasta 20 pulgadas, pueden ser construidos en acero al carbón, acero al carbón de baja temperatura, acero inoxidable 304L y acero inoxidable 316L; estos brazos pueden ser operados de manera manual o automática dependiendo de los tamaños y accesorios de los brazos. Además se menciona que el accionamiento hidráulico requiere de 2 unidades para el movimiento interior y exterior del brazo y otra unidad para la rotación del mismo. (KANON Loading Equipment, 2013)

3.2.3.1 MLA 260 Twin:

Este modelo es el más básico de la compañía, y posee 2 brazos gemelos y el fluido no tiene contacto con la estructura mecánica del mismo. (KANON Loading Equipment, 2013)

3.2.3.2 MLA 260 Multi Product:

Es comúnmente utilizado para aplicaciones químicas donde no es posible la mezcla de diferentes productos dentro de la misma línea de producción. (KANON Loading Equipment, 2013)

3.2.3.3 MLA 260 Double Inboard:

Es una construcción simétrica, totalmente balanceada por medio de un pantógrafo que conecta el brazo fuera de borda con el contrapeso del brazo. Se le ha dado una atención especial a los pivotes de rotación de la barra del pantógrafo, tanto en diseño como en la selección de los materiales garantizando así el buen funcionamiento con un mantenimiento mínimo. (KANON Loading Equipment, 2013)

3.2.3.4 MLA 260 Piggy Back:

Es comúnmente utilizado para gases con vapores peligrosos, así como sustancias con baja presión de vapor. (KANON Loading Equipment, 2013)

3.2.3.5 MLA 260 Rigid Vapour:

Es comúnmente utilizado para gases con vapores peligrosos, así como sustancias con baja presión de vapor. (KANON Loading Equipment, 2013)

3.2.4 Brazos de carga de EMCO Wheaton:

La división Emco Wheaton forma parte de la sección de productos de ingeniería de Gardner Denver Inc., de Quincy (Illinois, EE. UU.). Esta organización se divide en dos segmentos operativos: la sección de abastecimiento de combustible y la de sistemas de carga, que cuentan con cinco plantas de fabricación, ubicadas en Houston (Texas, EE. UU.), Oakville (Ontario, Canadá), Töreboda (Suecia), Kirchhain (Alemania) y Margate (Reino Unido).

Es una compañía líder mundial en diseño, fabricación, instalación y servicio de equipamiento probado de manipulación de fluidos para aplicaciones petroleras, químicas y alimentarias. (EMCO Wheaton, 2013)

3.2.4.1 Brazo de carga marino B0028:

Este brazo está diseñado específicamente para cubrir las necesidades de transferencia desde barcazas de río con una variación de marea marginal. Tiene un diseño de autosoporte y está equilibrado mediante contrapesos.

El brazo de carga ofrece facilidad de manejo en todas las posiciones operativas, de maniobra y de mantenimiento, lo que lo convierte en una alternativa económica a las instalaciones de carga mediante manguera (por ejemplo, no es necesario contar con una grúa y requiere una mano de obra mínima).

Está disponible en diámetros desde 4 pulgadas hasta 16 pulgadas, trabaja en un rango de presiones máximas de 10 bar hasta 40 bar y un rango de temperaturas de -50 °C hasta 200 °C. Están fabricados con acero al carbón, acero al carbón de baja temperatura y acero inoxidable. (EMCO Wheaton, 2013)

3.2.4.2 Brazo de carga marino B0030:

Este brazo es la opción preferida al cargar/descargar buques cisterna en alta mar, incluye un sistema de compensación mediante pantógrafo de enlace rígido con contrapesos independientes conectados directamente al brazo a bordo y fuera de la borda. Este brazo puede operarse de forma manual o hidráulica.

Está disponible en diámetros desde 4 pulgadas hasta 16 pulgadas, trabaja en un rango de presiones máximas de 10 bar hasta 40 bar y un rango de temperaturas de -50 °C hasta 200 °C. Están fabricados con acero al carbón, acero al carbón de baja temperatura y acero inoxidable. (EMCO Wheaton, 2013)

3.2.4.3 Brazo de carga marino B0034:

Este brazo está diseñado para abastecer a los buques cisterna de gran tamaño de hasta 250 000 toneladas de porte bruto (TPM). Incluye un bastidor de soporte especial para el brazo a bordo y un sistema de compensación mediante pantógrafo de enlace rígido con contrapesos independientes conectado directamente al brazo a bordo y fuera de la borda.

Esto garantiza el equilibrio en todas las posiciones de maniobra y conexión. Además, está diseñado para la operación hidráulica y puede montarse con el equipo auxiliar más sofisticado. Está disponible en diámetros desde 4 pulgadas hasta 16 pulgadas, trabaja en un rango de presiones máximas de 10 bar hasta 40 bar y un rango de temperaturas de -50 °C hasta 200 °C. Están fabricados con acero al carbón, acero al carbón de baja temperatura y acero inoxidable. (EMCO Wheaton, 2013)

3.2.4.4 Brazo de carga marino B0300:

Este brazo se ha diseñado para cualquier aplicación donde sea vital mantener la tubería del producto con el mismo tamaño exactamente por motivos económicos o técnicos, por ejemplo, en el caso de productos criogénicos a temperaturas de hasta $-168\text{ }^{\circ}\text{C}$, sistemas de pigado y revestimientos de PTFE. Incluye una estructura de soporte especial para la base, el brazo a bordo y fuera de la borda, y separa las cargas mecánicas impuestas al tubo del producto, excepto las cargas de peso muerto y de presión interna.

Además, ofrece una seguridad operativa óptima, un peso reducido del brazo y unas cargas debido al viento inferiores en la estructura del pantalán. El equilibrio del brazo se consigue mediante un sistema pantográfico de enlace rígido con contrapesos independientes unidos directamente a bordo y fuera de bordo.

Está diseñado para la operación hidráulica, está disponible en diámetros desde 4 pulgadas hasta 16 pulgadas, trabaja en un rango de presiones máximas de 10 bar hasta 40 bar y un rango de temperaturas de $-168\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta $200\text{ }^{\circ}\text{C}$. Están fabricados con acero al carbón, acero al carbón de baja temperatura y acero inoxidable. (EMCO Wheaton, 2013)

3.3 Bombas

Una de las partes más importantes en el proceso de trasiego de GNL consiste en las bombas utilizadas en cada parte del proceso. Estas bombas deben de ser diseñadas para soportar temperaturas criogénicas. El proceso de trasiego en la parte criogénica requiere de 2 sistemas de bombeo, el sistema primario que se encuentra dentro de los tanques y el sistema secundario.

Para estas aplicaciones se utilizan bombas centrífugas conocidas como bombas criogénicas. A continuación se explicará las características de las bombas así como los tipos de bombas utilizados en estos sistemas, además de los diferentes distribuidores y modelos a utilizar.

3.3.1 Bombas Primarias

En el caso de las bombas primarias se utilizan bombas conocidas como bombas criogénicas sumergibles de etapas múltiples las cuales están sumergidas junto con el motor eléctrico. Este diseño de bomba fue hecho específicamente para el trasiego de GNL dentro de los tanques. El primer factor importante de estas bombas es el hecho que el motor se encuentre junto a la bomba, es decir el motor no se encuentra a condiciones atmosféricas bajo la influencia del oxígeno por lo cual se evita la necesidad de sellos rotativos lo cual elimina la posibilidad de fugas. Al estar sumergida la bomba utiliza el mismo fluido criogénico como lubricante y aumenta el valor de la Cabeza Neta de Succión Positiva disponible ($NPSH_d$, por sus siglas en inglés) evitando la gasificación del GNL.

Las bombas son diseñadas para proveer el flujo requerido para las bombas secundarias. Generalmente estas bombas operan entre 8 bar y 11 bar de presión de descarga y debido a que la saturación del GNL se da a 1 bar esta lo sub-enfría hasta 10 bares lo cual ayuda a la recondensación del “boil-off” para los próximos procesos (Tusiani, 2007). Debido a que el GNL se encuentra cerca del punto de ebullición un leve aumento de temperatura o una caída pequeña de presión puede causar que se vaporice el GNL, de aquí se buscan valores altos de $NPSH_d$ para así evitar este fenómeno el cual puede provocar cavitación en las bombas primarias y secundarias. Se pueden instalar entonces variadores de velocidad para así bajar los valores de la Cabeza Neta de Succión Positiva requerida ($NPSH_r$, por sus siglas en inglés) de la bomba para así lograr disminuir el nivel mínimo del tanque en la mayor medida. Otro punto importante es la localización de la succión ya que si se encuentra muy cerca del cuerpo de la bomba el líquido que se encuentra más caliente debido a su cercanía a la bomba puede ser succionado afectando el $NPSH_d$ de la bomba en operación a bajo nivel.

La bomba presenta varias etapas con impulsores radiales o de flujo mixto. Se encuentran generalmente de hasta 20 etapas con una primera etapa de alta velocidad con flujo axial para mejorar el $NPSH_r$. Las velocidades específicas de succión pueden ir desde 40 000 hasta 100 000. (Cords, 2011).

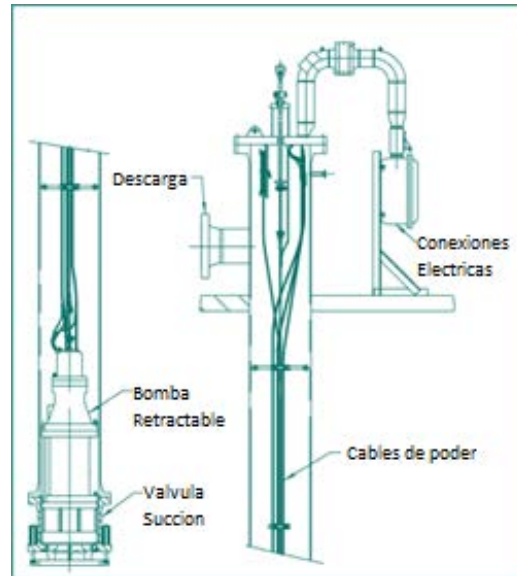


Figura 3.4 Bomba sumergible

Fuente: Rush, 2004 (autores, tr.)

Uno de los componentes más importantes es el motor el cual consiste en un motor trifásico de jaula de ardilla. El estator está constituido por un estator de láminas de hierro con silicón con embobinado de cobre. El embobinado es protegido con un aislamiento para remover cualquier acumulación de aire. Es importante considerar las propiedades térmicas de los materiales del rotor a temperaturas criogénicas.

Finalmente como aspecto importante se encuentran los cojinetes. Debido a las bajas temperaturas no se pueden usar cojinetes comunes por lo cual se utilizan cojinetes de jaula. Estos utilizan una parte del fluido de trabajo para lubricar y enfriarse. Generalmente estos cojinetes son fabricados por aceros de baja aleación o aceros inoxidable.

3.3.2 Bombas Secundarias

Las bombas secundarias reciben el GNL y se encargan de transportarlo a los vaporizadores con la presión suficiente para que el vaporizador entregue el gas natural a la

presión de distribución de hasta 80 bar (Rush, 2004). Para lograr esto se utilizan bombas de multi-etapas de alta presión. Estas bombas presentan una metalurgia similar a las bombas primarias para el manejo de fluidos criogénicos.

Es importante que estas bombas presenten la ventilación requerida ya que como presentan motores con mayor potencia es importante evitar que el GNL se vaporice por el intercambio de calor. Además de esto se presenta en la succión de estas bombas un re-condensador que se mencionó anteriormente. Este tanque permite a que el líquido se estabilice generando los gases del “boil-off” antes de entrar a la succión.

3.3.3 Distribuidores

3.3.3.1 ACD:

Compañía dedicada a la fabricación de equipo criogénico, se encuentra en el sur de California, Estados Unidos certificada con la ISO-9001. Se encarga de la producción de bombas reciprocantes y centrífugas para líquidos criogénicos. Algunos de sus productos (ACD, 2013):

- I. Modelo ACD AC-48: utilizado para la transferencia del almacenamiento
- II. Modelo ACD AC/TC-21: utilizado para la transferencia de GNL
- III. Modelo ACD TC'34 sumergible: almacenamiento de GNL

3.3.3.2 Cryostar:

Compañía especialista en industria de gas, GNL e hidrocarburos. Produce bombas, compresores y elementos necesarios para plantas regasificadores y para licuefacción de GNL. Algunos de sus productos (Cryostar, 2013):

- I. Bomba de transferencia CS: Encargada de transferencia de GNL.
- II. Subtran: Bomba sumergible para tanques de GNL.

3.3.3.3 Vanzetti:

Compañía italiana productora de bombas utilizadas en gases y GNL. Algunos de sus productos (Vanzetti, 2013):

- I. Serie VT1: Bomba de alta presión para trasiego de GNL.
- II. Serie VT55: Bomba de alta presión para trasiego de GNL.

3.3.3.4 NIKKISO:

Compañía japonesa la cual se encuentra en áreas como petroquímicos, equipo médica, industria aeronáutica y la industria criogénica específicamente en el manejo de GNL. Alguno de sus productos son (Nikkiso, 2013):

- I. Bombas Sumergibles.
- II. Bombas de alta presión.
- III. Bombas de alta presión con variador de velocidad.

4. Tecnologías de almacenamiento para GNL en terminales de importación

Debido a su importancia en el proceso de importación de GNL, las tecnologías principales de almacenamiento del mismo serán expuestas a continuación así como una breve reseña de los principales constructores de dichos tanques a nivel mundial.

Existen dos principales categorías para clasificar los distintos tipos de tanques de almacenamiento empleados para el gas natural licuado; estas son los que se encuentran sobre la superficie y los que se encuentran bajo el nivel de la superficie.

4.1 Tanques de almacenamiento sobre el nivel de la superficie

Tal y como lo indica el nombre, los tanques descritos a continuación están diseñados para que el almacenamiento de GNL se lleve a cabo sobre la superficie.

4.1.1 Concreto pretensado

Los tanques de concreto pretensado son ampliamente utilizados para el almacenamiento de fluidos a temperaturas criogénicas, tal y como lo es para el oxígeno líquido el cual es más pesado y frío que el GNL. A pesar de no ser la tecnología más comúnmente empleada comercialmente para almacenar el GNL, a continuación se presenta una figura de la estructura básica de uno de estos recipientes.

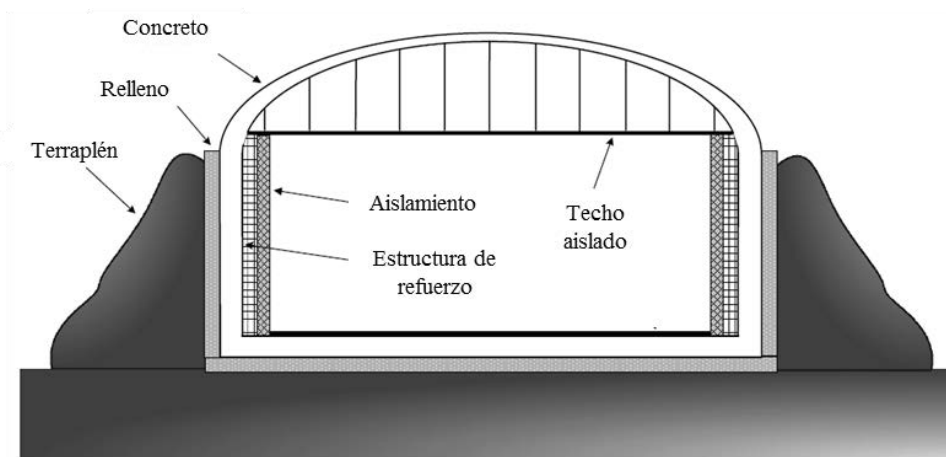


Figura 4.1 Tanque de almacenamiento de GNL de concreto pretensado sobre el nivel de la superficie.

Fuente (Parrish & Kidnay, 2006) (Autores, tr.)

Como se aprecia en la Figura 4.1, se muestra un tanque cilíndrico vertical con diferentes capas de aislamiento y una estructura principal con paredes de concreto reforzado con el fin de soportar todas las cargas que pueda sufrir el mismo a causa del almacenamiento como tal o cualquier fenómeno natural como un terremoto. En el interior de las paredes de concreto se cuenta con un aislamiento de poliuretano seguido por una delgada membrana o película metálica la cual está en contacto directo con el gas natural licuado y tiene como fin evitar que los gases de “boil-off” entren en contacto directo con las paredes del tanque. No obstante, existen variantes de este tipo de tanque en donde el GNL se encuentra en contacto directo con el concreto ya que el mismo mantiene sus propiedades mecánicas a temperaturas criogénicas. (Parrish & Kidnay, 2006) Finalmente cabe destacar que el diseño mostrado en la figura 4.1 se encuentra rodeado de una pared de tierra la cual le brinda mayor estabilidad estructural y a su vez busca disminuir el nivel de transferencia de calor desde el entorno hacia el interior del tanque para así evitar la formación de gases de “boil-off”.

4.1.2 Acero

Los tanques de almacenamiento construidos principalmente en acero son los más comúnmente utilizados en la industria en la actualidad por lo que su descripción se llevará a cabo más detalladamente que los demás tipos; se clasifican en los de contención sencilla, doble y total.

4.1.2.1 Contención sencilla

Tal y como lo indica su nombre, este tipo de tanque es la configuración más sencilla de las tres que existen para los tanques de acero. Se cuenta con un tanque interno generalmente fabricado de acero con 9% de níquel aunque en ocasiones es de acero inoxidable pero debido a su alto costo, solo se utiliza el último para tanques pequeños. (Parrish & Kidnay, 2006) Éste se posa sobre una cama de bloques de aislante los cuales a su vez se sientan sobre los cimientos del tanque. Además se tiene un tanque externo hecho generalmente de acero al carbono y entre ambos tanques se cuenta con un aislamiento de perlita expandida. (Tusiani & Shearer, 2007) El tanque tiene un piso plano y un techo de acero al carbono con forma de domo desde donde se cuelga un techo suspendido de aluminio con aislante de fibra de vidrio con el fin de contener los gases de “boil-off”. Cabe destacar que cuenta con elementos que calientan el suelo que se encuentra debajo del tanque con el fin de mantenerlo a una temperatura constante y evitar que al congelarse el mismo, el agua contenida en él se congele y expanda, lo cual generaría esfuerzos considerables en los cimientos, los cuales podrían resultar dañados. Todos los detalles explicados anteriormente se pueden apreciar en la figura a continuación.

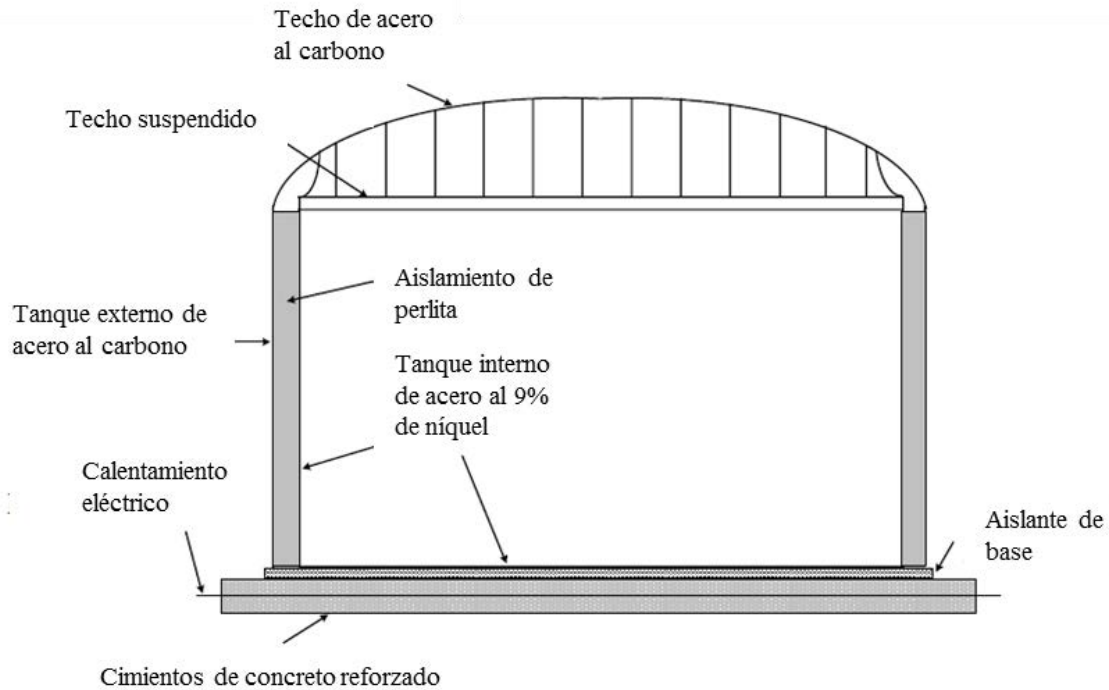


Figura 4.2 Tanque de almacenamiento de GNL de acero de contención sencilla sobre el nivel de la superficie.

Fuente (Parrish & Kidnay, 2006) (Autores, tr.)

Debido a su configuración, la pared externa de este tanque no está diseñada para contener cualquier derrame de GNL por lo que además de su construcción, se debe considerar hacer un dique externo alrededor del cual pueda contener la totalidad del volumen del tanque. Por consiguiente, este diseño de tanque es el más barato debido a su sencillez y se recomienda para zonas en donde se cuenta con el área suficiente para la construcción del dique.

4.1.2.2 Contención doble

A diferencia de los tanques de contención sencilla, los de contención doble cuentan con una pared externa de concreto alrededor de todo el tanque con el fin de contener

cualquier tipo de derrame líquido más directamente, de esta manera se evita la construcción de un dique alrededor del tanque por lo que se ahorra una gran cantidad de área. En términos generales, son iguales a los de contención sencilla a excepción de este detalle. Cabe destacar que la pared externa de concreto no cubre el techo de acero por lo que cualquier fuga de carácter gaseoso no podrá ser contenida mediante este diseño de tanque si es que llega a fallar. Sus detalles constructivos se muestran a continuación. (Tusiani & Shearer, 2007)

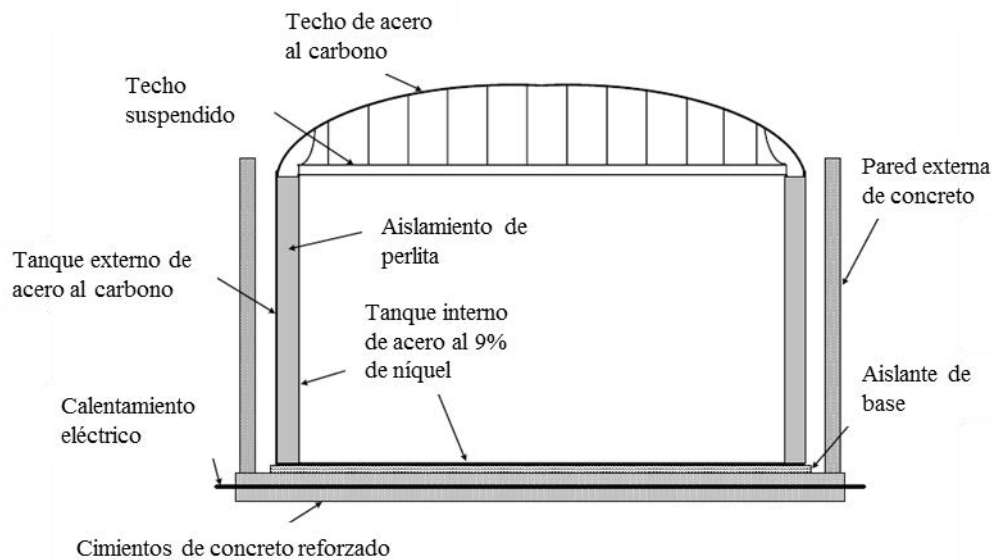


Figura 4.3 Tanque de almacenamiento de GNL de acero de contención doble sobre el nivel de la superficie.

Fuente (Parrish & Kidnay, 2006) (Autores, tr.)

4.1.2.3 Contención total

Los tanques de contención total son muy similares a los de doble contención con la salvedad de que éstos tienen no solo una pared de concreto externa sino que a su vez cuentan con un techo de concreto. Este techo puede soportar temperaturas más bajas y presiones más altas que las que puede el domo de acero al carbono por lo que si se tiene cualquier fuga de gas, se puede contener eficazmente. Debido a estas características, los

tanques de contención total son los más seguros y por consiguiente los más caros de construir. No obstante, debido a su capacidad para contener cualquier tipo de fuga ya sea líquida o gaseosa, utilizan la menor área posible por lo que se maximiza el aprovechamiento del terreno, especialmente cuando no se dispone de mucho. (Tusiani & Shearer, 2007)

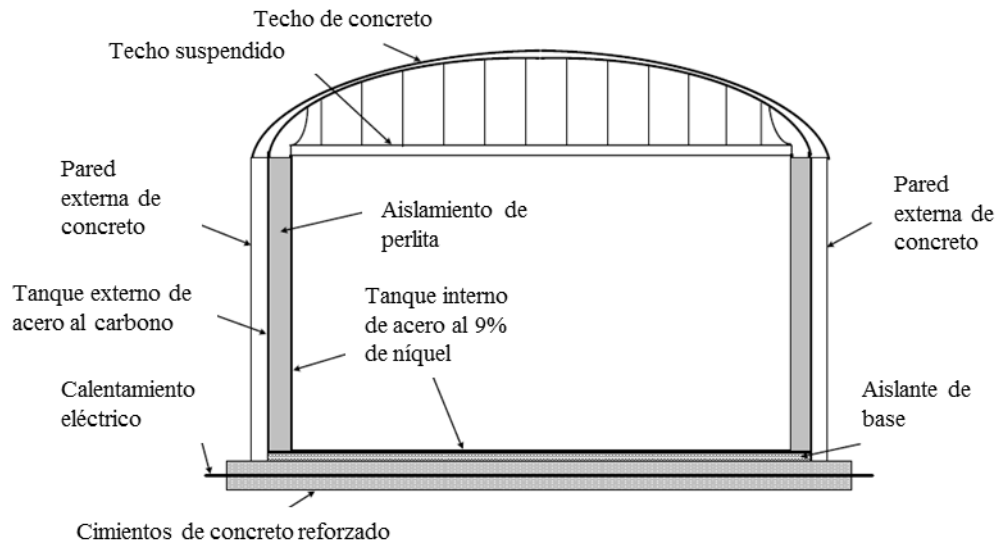


Figura 4.4 Tanque de almacenamiento de GNL de acero de contención total sobre el nivel de la superficie.

Fuente (Parrish & Kidnay, 2006) (Autores, tr.)

4.1.3 Híbridos

Existen diseños de tanques híbridos los cuales combinan el acero y el concreto con configuraciones diferentes a las explicadas anteriormente. Un ejemplo de esto es un tanque el cual consiste de una pared interna de acero al 9% de níquel seguido por una capa de aislamiento y una pared externa de concreto; este diseño no cuenta con un tanque secundario de acero al carbono. Otra configuración no tan común es la de un tanque hecho completamente de concreto pretensado el cual internamente tiene una capa de aislante seguido por una membrana delgada de acero inoxidable con el único fin de contener el

GNL. En este diseño, el concreto es el que sirve para contener todas las cargas ejercidas por el mismo almacenamiento del fluido y a su vez puede contener cualquier tipo de fuga líquida o gaseosa por alguna falla en la membrana de acero inoxidable. (Parrish & Kidnay, 2006).

4.2 Tanques de almacenamiento bajo el nivel de la superficie

Seguidamente se describirán las principales tecnologías de almacenamiento de GNL bajo el nivel de la superficie.

4.2.1 Convencionales

Los tanques de almacenamiento bajo el nivel de la superficie convencionales son muy similares a los descritos anteriormente en las secciones de tanques de concreto y de acero. No obstante, la diferencia es que si el tanque se encuentra bajo el nivel de la superficie, parte de la carga estructural puede ser distribuida más fácilmente al terreno que rodea el tanque por lo que las paredes externas no necesitan ser tan robustas. Además se puede contar con un diseño el cual es básicamente un tanque de superficie enterrado y colocado sobre cimientos subterráneos lo cual hace que sea sumamente resistente a sismos ya que el tanque en sí se encuentra separado por completo de la tierra. Cabe destacar que debido a que los tanques se encuentran completamente enterrados o solamente tienen expuesto su techo, se debe contar con un sistema de calentamiento para todo alrededor del tanque con el mismo fin de evitar que el congelamiento del suelo dañe estructuralmente los cimientos o paredes. (Parrish & Kidnay, 2006)

4.2.2 Cavidad congelada y cavernas de minas

La tecnología de cavidad congelada es menos común en cuanto a almacenamiento bajo el nivel de la superficie se refiere, empero, es una solución viable dependiendo de las condiciones del terreno en donde se desea almacenar el GNL. Se cuenta con una cavidad en la tierra cubierta por un techo de acero al 9% de níquel. La cavidad es recubierta por aislamiento y alrededor de la misma se busca congelar la tierra mediante tuberías con refrigerante. Dicho proceso de congelamiento puede tardar años para que se alcance el equilibrio térmico por lo que este tipo de tecnología es recomendada para almacenamiento de corto plazo ya que existe una alta transferencia de calor del entorno hacia el interior del tanque por lo que si se almacena una gran cantidad de GNL, se puede generar mucho boil-off antes de ser consumido todo el producto.

Finalmente el almacenamiento de cavernas de minas se basa en el principio de crear una cavidad subterránea para así contener el GNL al estar éste en contacto directo con la pared o separado por una delgada membrana de aislante. Como es de esperarse, se da una alta transferencia de calor por lo que dicha tecnología no es empleada comercialmente en la actualidad. (Parrish & Kidnay, 2006)

4.3 Principales proveedores a nivel mundial

4.3.1 NORGREN:

Es una compañía que surgió a los inicios del siglo XX, hoy en día posee más de 22 plantas de manufactura en el mundo con una red de servicio a más de 75 países. Líder en la distribución de equipos para trasiego de fluidos esta compañía se ha incursionado en el mercado del gas natural. Uno de sus proyectos incluye la construcción de 2 tanques de almacenamiento de GNL de 150 000 metros cúbicos los cuales están hechos de una

aleación de acero inoxidable (ICO2) lo cual le permite operar en las fuertes condiciones de trabajo efectivamente (Norgren, 2013).

4.3.2 CBI:

Es una compañía fundada en Illinois en 1889 convirtiéndose hoy en día en una de las mayores compañías dirigidas a la infraestructura energética. Para el año 2000 se creó la EPC la cual es una de las compañías más grandes en construcción e ingeniería de la industria energética. Esta compañía fue la primera en construir un tanque de doble pared de GNL dando más de 50 años de experiencia en almacenamiento de GNL. Ha construido más de 200 tanques de GNL alrededor del mundo. Esta compañía provee todas las necesidades para la construcción y diseño de tanques de almacenamiento de GNL contención sencilla y contención total (CBI, 2013).

4.3.3 Tokyo Gas:

Esta compañía es una de las principales en el manejo de GNL en Asia y el mundo. Se encarga del diseño y construcción de tanques con capacidad de hasta 200 000 metros cúbicos. Se especializan en la construcción de tanques bajo tierra, han construido 37 tanques bajo tierra en Japón (Tokyo Gas, 2013).

4.3.4 CHEMTEX:

Esta compañía presenta experiencia de 70 años en manufactura de proyectos energéticos. Ha incursionado en las tecnologías de GNL brindando servicios para el diseño y construcción de plantas para GNL. Esta compañía presenta tanques de 10 000 hasta 60 000 metros cúbicos de almacenamiento sencillo, doble y completo (Chemtex, 2013).

5. Diseño del sistema de trasiego de GNL para una terminal de importación costera en Costa Rica

5.1. Condiciones iniciales del proyecto

A continuación se establecen las condiciones iniciales que se van a considerar para llevar a cabo los diseños mecánicos de la terminal con la intención de hacer el diseño más adecuado y realizar la mejor selección de equipos posible.

5.1.1. Ubicación del proyecto

Como se puede observar en la figura 5.1 el proyecto se ubicará en la zona Caribe de Costa Rica, más específicamente en la zona de Puerto Moín, en la provincia de Limón; esto debido a que ahí se encuentra la terminal petrolera de RECOPE, un plantel de hidrocarburos de RECOPE, así como una planta térmica del ICE; los cuales son posibles usuarios de gas natural, además, RECOPE cuenta con terrenos disponibles que están cercanos a la estructura portuaria que se van a destinar para la construcción de la terminal de importación de GNL.

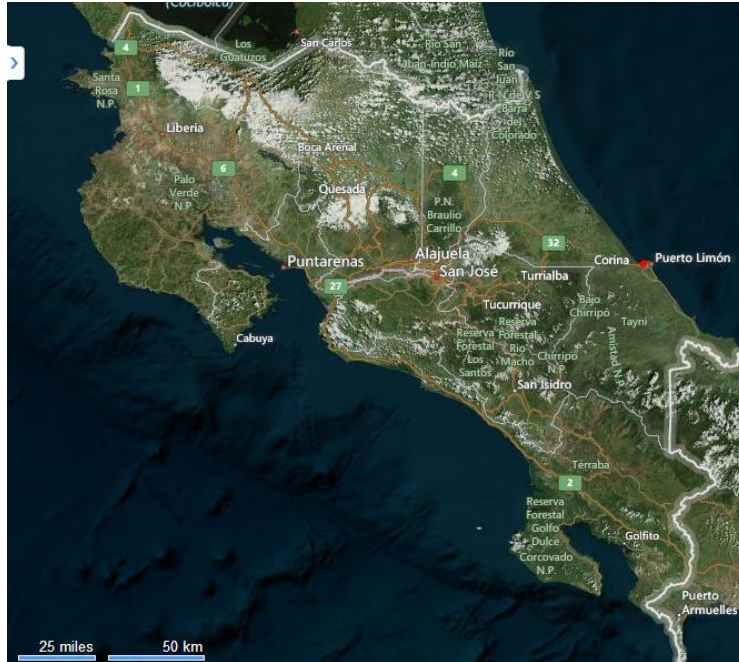


Figura 5.1 Mapa de Costa Rica, ubicación del proyecto
Fuente (Mapas Bing, 2013)

En la figura 5.2 se puede observar con más detalle el terreno propiedad de RECOPE en las cercanías del muelle petrolero y en el cual se pretende desarrollar el proyecto; este terreno presenta una altura máxima menor de 50 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) y una distancia menor a un kilómetro en línea recta desde el punto de atraque del barco metanero hasta el punto más lejano del terreno.



Figura 5.2 Mapa terreno de RECOPE en Puerto Moín
Fuente: (Autores con datos de RECOPE, 2013)

5.1.2. Condiciones meteorológicas del cantón de Limón

Es de suma importancia conocer las condiciones meteorológicas de la zona donde se va a llevar a cabo el proyecto, ya que esto ayudará a realizar una mejor selección de los equipos y materiales que se van a utilizar para la futura construcción. Para lo cual se manejarán los datos históricos climáticos del cantón de Limón, que han sido recopilados por una estación meteorológica que está ubicada en el aeropuerto de Limón; estos datos son bastante realistas para la ubicación del proyecto, ya que se encuentra a una distancia menor de 12 kilómetros de la estación climatológica.

5.1.2.1. Precipitación, Temperatura y Humedad Relativa

Según los datos del Instituto Meteorológico Nacional (IMN) la precipitación promedio anual durante este periodo de 72 años es de 3 567,2 milímetros (Un milímetro equivale a un litro de agua por metro cuadrado de superficie), además el año más lluvioso en este periodo fue 1944 con 6 113,6 mm de precipitación acumulada y el más seco fue 1995 con 2 193 mm.

En el gráfico 5.1 se puede ver que los meses que presentan mayores precipitaciones en esta zona son los meses de julio, noviembre y diciembre (Más de 400 mm de precipitación acumulada cada mes).

Promedio lluvias

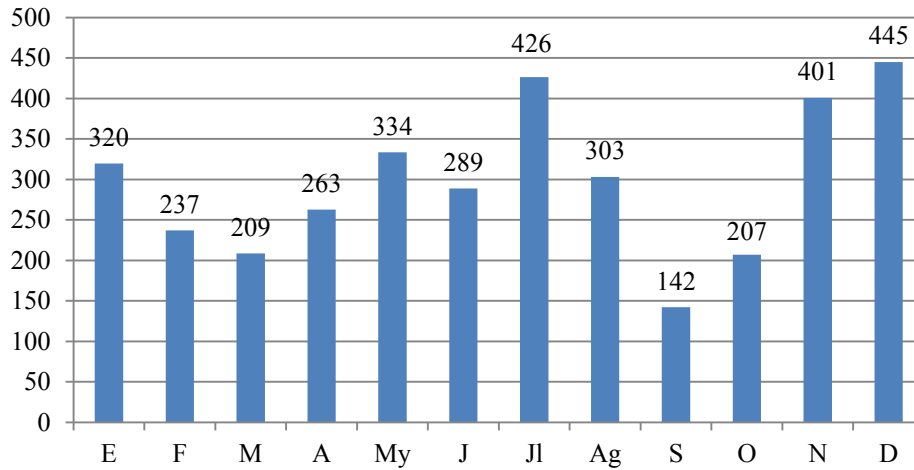


Gráfico 5.1 Precipitación promedio mensual en la estación de Limón, periodo 1941-2012
Fuente: IMN & MINAE, 2013

Por otra parte la temperatura es algo bastante importante a considerar, ya que los cambios muy bruscos de la misma pueden provocar un exceso de la dilatación del material, fatiga térmica del material e incremento de temperatura en el fluido. Según el IMN se han presentado pocos cambios en relación a la temperatura de un mes con respecto a otro, sin embargo, sí hay una oscilación mayor entre la temperatura máxima y mínima de cada día.

	E	F	M	A	My	J	Jl	Ag	S	O	N	D
Máx.	28,8	29,1	29,7	30,1	30,4	30,3	29,6	30,1	30,6	30,4	29,4	28,9
Min.	20,7	20,7	21,2	22,0	22,8	22,9	22,6	22,5	22,5	22,3	21,9	21,2
Med.	24,8	24,9	25,5	26,1	26,6	26,6	26,1	26,3	26,6	26,4	25,7	25,1

Cuadro 5.1 Promedios mensuales de temperaturas (°C) en la estación de Limón, periodo 1970-2012
Fuente: IMN

En el cuadro 6.1 se puede ver como la temperatura máxima promedio está entre los 28,8 °C y los 30,6 °C lo cual no representa una gran variación a lo largo del año, pero por otra parte hay un diferencial de aproximadamente 8 °C entre la mínima y máxima, provocando ciclos de dilatación térmica que van desgastando el material. Además cabe

destacar que la mayor temperatura que se ha dado en los últimos 42 años fue registrada en el año 1982 con un valor de 32,5 °C, según la publicación del IMN.

Finalmente, hay otro factor de suma importancia a considerar para realizar un diseño exitoso: la humedad relativa de la zona, ya que esta parte del país tiene una humedad relativa con valores bastante altos, que afectan en gran manera ciertos materiales por medio del fenómeno de la corrosión y si se agrega la cercanía al mar desencadena en un ambiente bastante corrosivo.

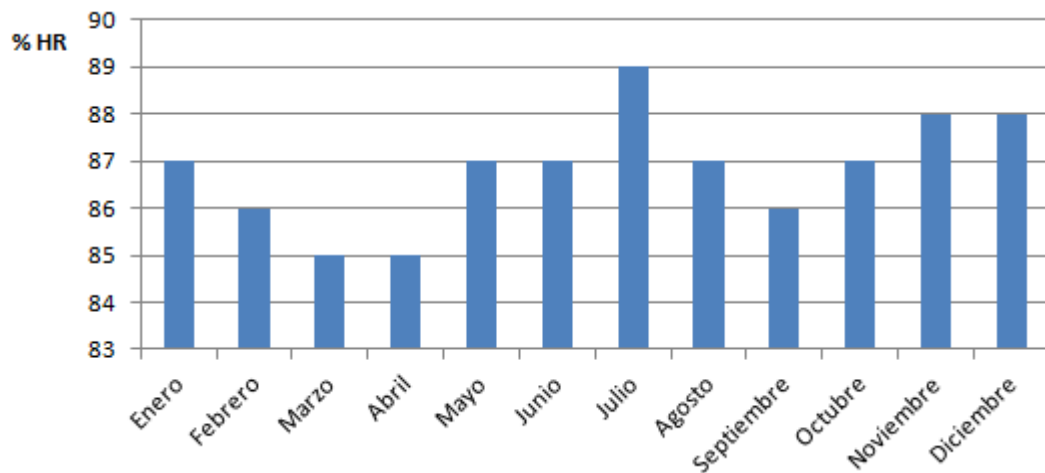


Gráfico 5.2 Promedios mensuales de humedad relativa, estación Limón periodo 1970-2012
Fuente: Autores con datos de IMN

Como se muestra en el gráfico 5.2 la zona del cantón de Limón presenta una humedad relativa que oscila entre 85% y 89%, generalmente, a lo largo del año, con lo que se confirma que es un factor de suma importancia y que definitivamente no se puede obviar para la selección de materiales, equipos y consideraciones de diseño a tomar en cuenta.

5.2. Análisis de alternativas y selección definitiva de ubicación del proyecto.

Debido a las dimensiones del proyecto, se debe buscar una ubicación lo suficientemente amplia y plana para posicionar el tanque de GNL, ya que es bastante

grande (aproximadamente 68 m de diámetro); otros factores a tomar en cuenta es la ubicación de equipos como regasificador, compresores, la zona de carga de cisternas criogénicas, zona de parqueos, oficinas, etc. Además se debe garantizar un fácil acceso a las mismas.

A continuación se pueden observar las alternativas que se tomaron en consideración:

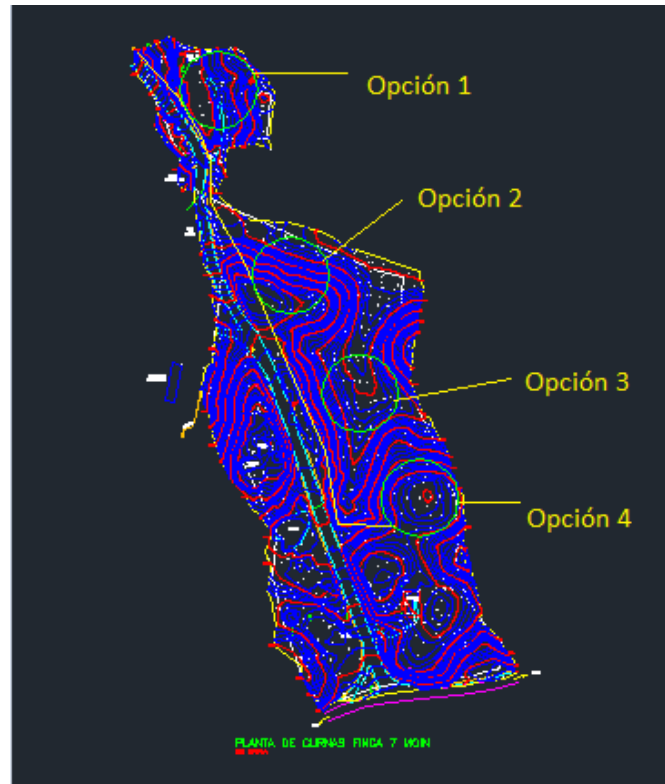


Figura 5.3 Tanque de almacenamiento de GNL de acero de contención total sobre el nivel de la superficie.

Fuente: Autores, 2014

Seguidamente se analizarán las 4 opciones comparando sus beneficios contra sus desventajas para así justificar la alternativa seleccionada.

La opción 1 se considera debido a que es la posición más cercana al muelle, por ende representa un menor gasto en tuberías. Sin embargo, se observa en la figura 5.3 que el terreno disponible queda muy ajustado con las dimensiones del tanque, además el relieve se

presenta bastante quebrado, con una pendiente de aproximadamente 5 m, lo que obliga a hacer un relleno de terreno bastante grande.

La opción 2 se encuentra unos 160 m, aproximadamente, más alejada del muelle con respecto a la opción 1. En esta zona no se presenta el inconveniente del espacio disponible, sin embargo, si posee una gran pendiente, mayor de 10 m, lo cual incrementa bastante el costo por el gran movimiento de tierras que se debe de realizar.

La opción 3, la cual está ubicada en el centro del terreno y con amplios márgenes libres a todo su alrededor. Por otra parte, representa una distancia de más de 400 m y el terreno requiere de un gran movimiento de tierras, tanto de relleno como de corte, ya que hay una diferencia de nivel de más de 5 m.

También, se toma en consideración la opción 4; es la más lejana de todas, con respecto al muelle, pero es la que presenta menos problemas en cuanto a relieve, ya que son las zonas planas más amplias de todo el terreno. Además, ostenta suficiente terreno libre a sus alrededores para poder ubicar los demás componentes de la terminal de regasificación y queda en un punto bastante accesible.

Después de analizar las cuatro alternativas que se observan en la figura 5.1, se considera que la opción 4 es la más adecuada debido a que presenta características de relieve y espacio muy adecuadas para los requerimientos del proyecto.

5.3. Definición del diseño

Partiendo de la opción de ubicación 4, previamente expuesta en la sección anterior, se busca definir el diseño de las tuberías de carga de GNL; a continuación se mencionan los componentes básicos del proyecto:

- 2 brazos de carga de GNL, en dirección barco-tanque.
- Sistema de tuberías para la transferencia y carga del tanque del almacenamiento.
- Sistema de tuberías para la descarga de tanque de almacenamiento.
- Zona de carga de cisternas de GNL.

- Ubicación de unidad regasificadora.
- Sistema de bombeo de descarga del tanque de almacenamiento.

5.4. Descripción del proceso

Antes de seguir con la descripción detallada de cada componente del proyecto, se explicará el proceso de operación de las nuevas instalaciones para los cargaderos de producto limpio. A continuación se presenta el diagrama de flujo de los nuevos cargaderos de producto limpio:

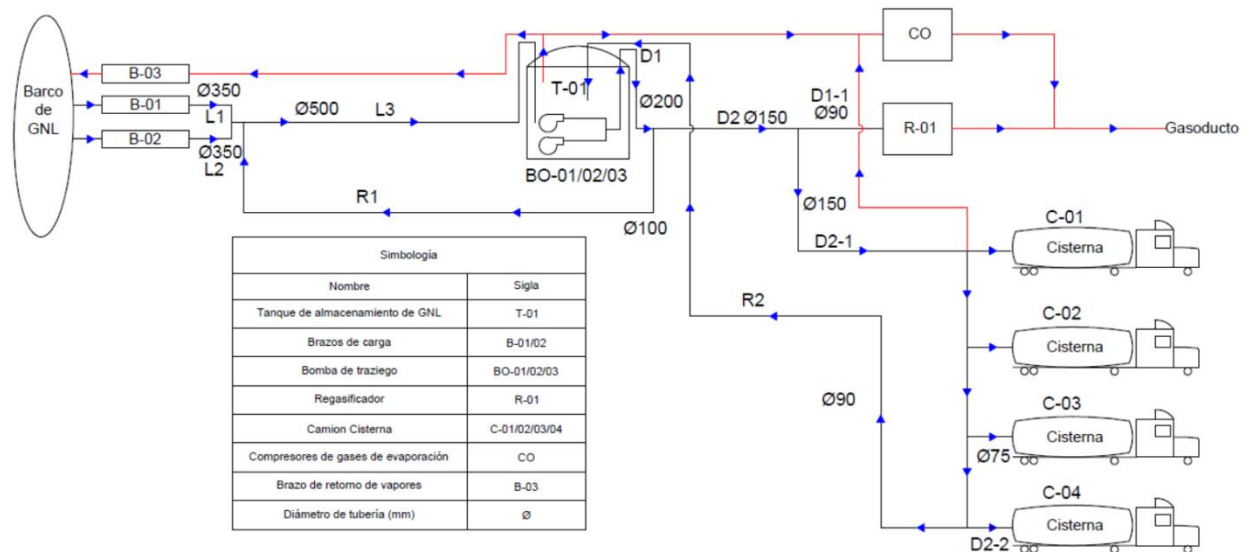


Figura 5.4 Diagrama de proceso de terminal de regasificación de GNL.

Fuente: Autores, 2014

El proceso inicia con la llegada del barco de GNL al puerto en donde se pueden observar dos brazos de descarga de GNL (Brazos B-01 y B-02), los cuales conducen un caudal de 5 000 m³/h de GNL hacia una sola línea de carga (línea L1) y esta a su vez transporta el GNL hasta el tanque de almacenamiento (T-01), estos pasos mencionados anteriormente comprenden el proceso de almacenamiento.

Para trasegar por las líneas D1 y D2 se van a utilizar bombas sumergibles que están ubicadas a lo interno del tanque (BO-01/02/03), dos en servicio y una de respaldo. Estas bombas se encargaran del proceso de distribución,

Para el proceso de distribución se van a tener tres líneas de entrega las cuales inician con la línea general (D1) de aquí se dividen hacia el proceso de recirculación (R1) el cual maneja un caudal de 150 m³/h a una presión de 759 kPa (Acuña, 2014). Seguidamente tenemos el proceso de regasificación el cual comprende el trayecto entre el tanque de almacenamiento (T-01) y el regasificador (R-01) por medio de la línea D1-1, este tendrá que atender caudales desde los 29,9 m³/h hasta los 109,7 m³/h a una presión de 681 kPa (Acuña, 2014).

La tercera línea comprende el trayecto entre el tanque de almacenamiento (T-01) y el puesto de carga de los camiones cisternas de GNL (C-01/02/03/04), la línea D2-1 se encargará de trasegar un caudal para cada camión de 72,88 m³/h a una presión de 750 kPa (Acuña, 2014) para un máximo de 4 camiones cisternas. Continuando por esta línea de distribución tenemos la línea de recirculación de cisternas (R2) la cual siempre estará activa para ayudar a la bomba a poder operar en los diferentes puntos de operación, esta línea tendrá un caudal variable de acuerdo a cada punto de operación.

Finalmente se muestra en rojo el proceso de manejo de GN en su estado gaseoso, proceso el cual es importante para el almacenamiento y distribución de GNL pero no será analizado en este proyecto ya que no entra en el alcance del mismo.

5.5. Selección de los brazos de descarga

Este es uno de los componentes principales de la terminal, como se mencionó en la sección 3.2 existen brazos que se manejan completamente de manera automática y también otros que son manejados de forma manual. Después de analizar las características de los brazos disponibles en el mercado (los cuales se mencionan en la sección 3.2), se decide seleccionar un brazo fabricado por la empresa FMC Technologies.

La empresa anteriormente mencionada en su división FMC Energy Systems, construye los sistemas conocidos como Chiksan® Marine Loading Arms, los cuales son brazos de carga/descarga para productos petroleros y para GNL.

Se considera que el brazo modelo DCMA-S es el más adecuado, ya que cumple con las características necesarias para la aplicación. A continuación se mencionan algunas de ellas:

- Tiene un doble contrapeso, lo cual genera que el brazo este completamente balanceado en cualquier posición. Además, cada contrapeso es individual uno del otro, teniendo balanceada tanto la tubería interna como la externa.
- Tiene dos (2) líneas completamente separadas, es decir el fluido sólo entra en contacto con la tubería interna.
- Está disponible en diámetros desde cuatro (4) pulgadas hasta veinte (20) pulgadas.
- Posee uniones giratorias que le brindan una mayor movilidad, estas uniones soportan temperaturas criogénicas de hasta -192 °C.
- Tiene soporte estructural para asegurar el buen funcionamiento de la estructura.

Se decide que el brazo se maneje de manera remota para evitar la exposición del operario a algún problema que ponga en riesgo su vida, y además, de ser más seguro también se puede realizar el procedimiento de una forma más rápida.

Se recomienda utilizar el acople hidráulico Chiksan®, ya que permite la conexión y desconexión de los brazos; también admite conectar con bridas de los cabezales de descarga de hasta 3 diámetros distintos sin la necesidad de utilizar adaptadores.

Se debe solicitar un sistema de desconexión de emergencia (ERS, por sus siglas en inglés), ya que accede a desconectar de una forma rápida y segura los brazos del barco metanero en caso de una emergencia. El sistema ERS puede incorporar varios tipos de arreglos de válvulas simples o dobles, para evitar derrames de GNL y así cumplir con las especificaciones del Foro Marino Internacional de las Compañías Petroleras (OCIMF, por sus siglas en inglés).

Cuenta con el sistema de control inalámbrico, que permite manejar completamente los movimientos del brazo a cualquier punto deseado.

También, hay que solicitar el Sistema de monitoreo posicional (PMS Plus, por sus siglas en inglés). Este sistema aprueba realizar las siguientes acciones:

- Monitoreo constante de la posición de las bridas de cada brazo instalado.
- Alarmas de proximidad para evitar choques que dañen las conexiones.
- Monitoreo en tiempo real del posicionamiento de los brazos.



Figura 5.5. Brazo de descarga de GNL, modelo DCMA-S, marca FMC Technologies
Fuente: FMC Technologies, 2014

5.6. Tubería de trasiego

Para la selección del sistema de tuberías que se va a utilizar en el trasiego de GNL desde el barco hasta el tanque de almacenamiento, así como en los trayectos del tanque de almacenamiento hacia el regasificador y del tanque de almacenamiento hacia el puesto de carga de cisternas, se debe tomar en cuenta un factor muy importante como lo es la temperatura del fluido, ya que este viaja a una temperatura de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Se decidió utilizar la configuración “Pipe in Pipe” (Tubo dentro de un tubo o PIP, por sus siglas en inglés), ya que es más simple para su montaje y representa un ahorro en

materiales comparado a la configuración “Pipe in pipe in pipe” (Tubo dentro de un tubo dentro de un tubo o PIPIP, por sus siglas en inglés).

5.6.1. Tubería interna

Para el material de la tubería interna se eligió utilizar acero inoxidable con 9% de níquel, esto debido a que presenta un menor coeficiente de expansión térmica que el acero inoxidable 304L y representa un costo mucho menor que la tubería de INVAR® (acero inoxidable con 36% de níquel), cabe resaltar que los 3 tipos de acero se pueden utilizar para fluidos criogénicos. La comparación de estos 3 materiales se puede observar en la siguiente figura.

Parámetro	9% Ni	304L	36% Ni
Densidad del acero (kg/m ³)	7 860	8 000	8 120
Coeficiente de expansión térmica (K ⁻¹ x10 ⁻⁶)	9,5	16,6	1,5
Conductividad térmica (W/mK)	28,5	15	1,5
Módulo de Young (MPa)	186	200	148
Esfuerzo de fluencia (MPa)	603	203	210
Esfuerzo a la tensión (MPa)	741	514	420

Cuadro 5.2. Comparación de materiales para tuberías criogénicas
Fuente: Freeman, R. & Langford, S. (2008)

Esta tubería al estar en contacto directo con el GNL va a sufrir mucha fatiga térmica, es por esto que se requiere un coeficiente de expansión bajo para reducir el impacto de este fenómeno. Al tener un coeficiente de expansión menor ayuda a reducir la cantidad de lazos de expansión que se deben agregar a la tubería, lo cual representa ahorro de material y de pérdidas por fricción en la tubería.

El acero con 9% níquel al tener un esfuerzo de fluencia tres veces mayor que el de los otros 2 materiales, permite soportar esfuerzos internos mucho mayores que el INVAR® y el acero inoxidable 304L.

Ventajas¹:

- Hay mayor disponibilidad en el mercado del acero inoxidable 9% níquel que del INVAR®.
- Reduce la cantidad de lazos de expansión necesarios o incluso los elimina según la longitud del mismo.
- Soldabilidad probada.
- Disponible en planchas que se pueden rolar para la formación de las tuberías.
- Bajo costo del material base.

El proceso de soldadura, generalmente utilizado, se realiza con doble arco sumergido, luego va a ser pasado a otra línea de proceso donde se realiza el procedimiento de soldadura multipasos; este proceso de soldadura ha sido diseñado para que la soldadura supere las propiedades de la placa y mantenga la dureza a temperatura criogénica.

5.6.2. Aislamiento

Existen diversos tipos de aislamiento, pueden ser en espuma, polvo, lámina, etc.; pero para esta aplicación en específico se decide utilizar un sistema de aislamiento de vacío ya que presenta varias ventajas con respecto a los demás.

¹ Freeman. R. & Langford. S. (2008). Analysis points to pipe alloy for safe and more economical LNG Transport. Pipeline Gas Journal.

Ventajas²³:

- Permite una infiltración de calor diez veces menor que el típico aislamiento de espuma
- Reduce la producción de gases de evaporación (Boil-off) a lo largo de la tubería.
- Debido al vacío que existe entre la tubería interna y la tubería externa, permite detectar fugas debido a que se produce un cambio de presión.
- Este tipo de tecnología ha sido utilizada por entidades como la NASA desde hace más de 20 años.
- Existen muchas empresas actualmente que se dedican a la venta de este tipo de sistemas.
- Se pueden adquirir pre-ensamblados, lo que reduce el tiempo y costo de montaje en campo.
- Permite transportar GNL por tuberías de mayor longitud.
- Ayuda a reducir los lazos de expansión en las tuberías, ya que no se presenta un aumento significativo de la presión cuando está en transferencia.
- Reduce la cantidad y el costo de mantenimiento.
- Reduce el diámetro de la tubería exterior y reduce costos de materiales en gran medida.

5.6.3. Tubería externa

Para la Tubería externa se utiliza generalmente acero al carbono, ya que esta no va a estar en contacto con el fluido, por lo tanto, no es necesario que sea capaz de soportar bajas temperaturas. Más bien debe de ser capaz de soportar las condiciones atmosféricas externas a las que se verá expuesta.

Esta tubería va a estar expuesta a condiciones atmosféricas muy desfavorables, debido a las condiciones atmosféricas del cantón de Limón y su cercanía con el mar. Es por

² Vacuum insulation. (2007). LNG Industry Summer

³ Linde Engineering. (2008). Vacuum Insolated Piping for LNG Service.

esto que se debe proteger de una manera adecuada la tubería para reducir el efecto del fenómeno de la corrosión.

Por su cercanía al mar, el ambiente está expuesto a altas concentraciones de cloruro de sodio provenientes de la sal del agua de mar, esta es la zona en todo el país que presenta la concentración más alta de este elemento en el ambiente, es un factor que aumenta la velocidad de corrosión de la tubería y demás elementos metálicos. La radiación solar es otro agente que actúa a favor del aumento de la velocidad de corrosión, por lo tanto, se debe proveer una protección que sea efectiva contra la radiación solar.

La alta humedad relativa presente en la zona hace que se cree una capa de humedad sobre la superficie metálica, lo cual ayuda a acelerar el proceso de la corrosión en la misma.

Debido a todo lo mencionado anteriormente, se decide utilizar un sistema de dos capas de recubrimiento, conformado de la siguiente forma:

Un recubrimiento de pinturas primarias del tipo inorgánico de Zinc autocurante Marine Coating ZRS-20 de Comex, ya que esto da buena adherencia.

Para la segunda capa de recubrimiento, se recomienda una pintura de acabado epóxico de polisiloxano altos sólidos de alta resistencia Marine Coating XS-10 de Comex, ya que protege los rayos ultravioleta del sol, y además, da estabilidad al brillo, entre otras.

5.6.4. Análisis de flexibilidad

Debido a la gran gradiente de temperatura entre el fluido trasegado y el ambiente, es indispensable llevar a cabo un análisis de flexibilidad del sistema de tuberías para así asegurarse que no se generarán esfuerzos excesivos debido a la expansión térmica. Para esto se utilizó el método expuesto en la norma ASME B31.3 para tuberías de proceso en donde se toma en cuenta el arreglo geométrico del sistema de tuberías y los cambios dimensionales. De esta manera la norma indica que si se cumple la siguiente desigualdad, la tubería es lo suficientemente flexible y no es necesario un mayor análisis:

$$\frac{DY}{(L - U)^2} < k \quad \text{Ecuación 5.1}$$

Donde,

D: diámetro externo de la tubería analizada (mm)

Y: resultante de la deformación total por desplazamiento (mm)

$$Y = \sqrt{Y_x^2 + Y_y^2 + Y_z^2} \quad \text{Ecuación 5.2}$$

Donde,

Y_i: deformación en cada eje (x, y, z)

$$Y_i = L_i \varepsilon \quad \text{Ecuación 5.3}$$

Donde,

L_i: longitud de tubería en cada eje (x, y, z)

ε: coeficiente de expansión térmica (mm/m)

L: longitud de desarrollo de la tubería analizada (m)

U: distancia entre anclajes en línea recta (m)

$$U = \sqrt{L_x^2 + L_y^2 + L_z^2} \quad \text{Ecuación 5.4}$$

k: constante de flexibilidad (208,33)

Siguiendo el procedimiento detallado anteriormente se obtuvieron los siguientes resultados:

Tramo	Diámetro nominal (mm)	DY/(L-U)²
Brazos de descarga (L1/L2)	350	194,538
-Llenado de tanque (L3)	500	11,888
Descarga de tanque (D1)	200	0,748
Recirculación de tanque (R1)	100	3,803
Cisternas y vaporizador (D2)	150	193,043
Vaporizador (D1-1)	90	199,212
Cisternas (D2-1)	150	19,485
Recirculación de cisternas (R2)	90	1,329

Cuadro 5.3. Cuadro resumen del análisis de flexibilidad
Fuente: Autores, 2014

De esta manera la desigualdad siempre se cumple por lo que no se necesita llevar a cabo un mayor análisis de esfuerzos y deformaciones. Cabe destacar que de acuerdo al diseño inicial de la geometría de la tubería, los tramos del vaporizador (D1-1), los brazos de descarga (L1/L2) y los cisternas y vaporizador (D2) no cumplían con la desigualdad por lo que se incluyeron en el diseño lazos de expansión con el fin de agregarle flexibilidad a cada uno de los tramos expuestos anteriormente de manera que la desigualdad para cada caso se respetara.

5.6.5. Soportería

Para esta tubería se van a recomendar elaborar pedestales de concreto con la intención de que la tubería no quede en contacto directo con la superficie del suelo, para evitar que se corroa al estar en contacto directo con el suelo, además en caso de ser enterrada deberá realizarse una protección catódica de la misma para reducir la velocidad de corrosión. Los pedestales de concreto tendrán una altura aproximada a los 0,5 m para

facilitar las labores de limpieza y mantenimiento, ya que en esta zona la maleza vegetal crece bastante rápido.

Los soportes deben ser ubicados sobre la tubería propiamente y no sobre bridas, válvulas o accesorios, deben estar en cada cambio de dirección, vertical u horizontal, pero en el tubo y no en el accesorio. El espaciamiento máximo que puede haber entre cada soporte será calculado de la siguiente manera:

$$L = \sqrt{\frac{8 * Z * \sigma}{w}} \quad \text{Ecuación 5.5}$$

Donde,

L: espaciamiento máximo entre soportes (in)

σ : esfuerzo máximo permisible (lb/in)

Z: módulo de sección (in³)

w: peso lineal del tubo y su contenido (lb/in)

Un punto importante a tener en cuenta es la densidad del fluido que se va a trasegar por las tuberías, ya que si el fluido a trasegar es menos denso que el agua entonces se debe diseñar con el peso del agua, esto debido a que hay que hacer la prueba hidrostática y esta se realiza con agua.

Posterior al cálculo expresado en la ecuación 5.1, se deberá calcular la deflexión que va a tener la tubería entre soportes, la cual se calculó con la siguiente ecuación;

$$\Delta = \frac{5 * w * L^4}{384 * E * I} \quad \text{Ecuación 5.6}$$

Donde,

L: espaciamiento máximo entre soportes (in)

I: momento de inercia (in⁴)

E: módulo de elasticidad del tubo (psi)

w: peso lineal del tubo y su contenido (lb/in)

Esto tiene importancia tanto del punto de vista técnico como visual, ya que si se produce una deflexión muy grande se produce un esfuerzo mayor sobre los soportes y podría acarrear daños a futuro en la tubería que podrían poner en riesgo la tubería y el funcionamiento de la planta.

En el punto de vista estético, se busca que la deflexión se menor al 1%, ya que una deflexión menor a ese porcentaje es muy difícil de detectar por el ojo humano produciendo una sensación de la tubería se encuentra recta. Esto se verifica con la siguiente fórmula;

$$m = \frac{2 * \Delta * 100}{L} \quad \text{Ecuación 5.7}$$

Donde,

L: espaciamiento máximo entre soportes (in)

Δ : deflexión (in)

Si la pendiente da un resultado menor a un 1% del espaciamiento entre soportes, entonces esa distancia entre soportes es correcta de acuerdo a la característica de la tubería para la cual se está calculando.

Siguiendo el proceso detallado anteriormente, se obtuvieron los siguientes resultados:

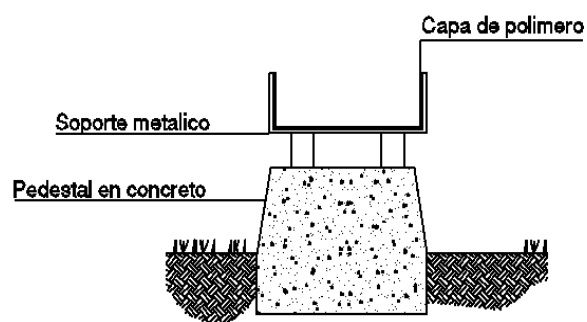
Tramo	Distancia entre soportes (m)	Pendiente entre soportes (%)
Barco – Tanque	7,5	0,10
Recirculación principal	4,5	0,34
Recirculación cisternas	4,5	0,34
Regasificador	4,2	0,41
Cisternas	5,2	0,21
Recirculación principal + Cisterna + Regasificador	5,5	0,18
Cisterna + Regasificador	5,5	0,18

Cuadro 5.4. Separación máxima entre soportes de tuberías.

Fuente: Autores, 2014

Las estructuras de concreto tendrán un soporte metálico a utilizar para la tubería deben de tener material polimérico para evitar que se dé la corrosión galvánica, al estar en contacto directo el metal con el metal; además deben permitir los grados de libertad suficientes para la expansión y contracción de la tubería.

Finalmente, todos los soportes deben cumplir con el Código Sísmico de Costa Rica (versión actual).



Detalle pedestal de concreto

Sin Escala

Figura 5.6. Detalle de soportería.

Fuente: Autores, 2014

5.6.6. Diseño de la tubería

El diseño de las tuberías de trasiego de GNL estará dividido en varios tramos:

- Líneas de brazos de descarga (L1 y L2)
- Línea principal de carga del tanque (L3)
- Línea de salida del tanque (D1)
- Recirculación de tubería principal (R1)
- Línea hacia cisternas + vaporizador (D2)
- Línea del regasificador (D1-1)
- Línea hacia cargaderos de cisternas (D2-1)
- Recirculación de cisternas (R2)

5.6.6.1. Línea de brazos de descarga (L1 y L2)

Para iniciar el proceso de diseño de las tuberías se debe tener ciertos puntos claros, como lo son el caudal y la velocidad. Para este proyecto se tiene un caudal de trasiego total es de 5 000 m³/h y una velocidad de 7,752 m/s, en el proceso de carga del tanque de almacenamiento.

Cabe destacar que debido a la falta de información técnica de tuberías de acero inoxidable con 9% níquel, se decidió utilizar los diámetros y espesores estándar de las tuberías de acero inoxidable, con el fin de elaborar el ejercicio completo.

Para este tramo, por ser el primero, se va a desarrollar el procedimiento paso a paso, sin embargo, para los demás tramos sólo se van a presentar los resultados, ya que son calculados de la misma manera. Primero, se decide dividir el caudal en dos, ya que se van a instalar 2 brazos de descarga, esto da como resultado que el caudal de diseño sea de 2 500 m³/h.

Se inicia el proceso de diseño calculando el diámetro mínimo requerido, esto se logra con la siguiente formula, utilizando las condiciones anteriores;

$$d = \sqrt{\frac{4 * Q}{\pi * v * 3600}} \quad \text{ecuación 5.8}$$

Donde:

d: diámetro (m)

Q: caudal (m³/h)

v: velocidad (m/s)

Por lo tanto, se obtiene un valor de diámetro interno mínimo igual a 300 mm (11,7 pulgadas), ante estos resultados se debe buscar el diámetro comercial inmediatamente superior, dando como resultado una tubería de diámetro nominal de 350 mm (14 pulgadas), que tiene un diámetro interno de 333,35 mm (13,12 pulgadas).

5.6.6.2. Línea principal de carga del tanque (L3)

Para el dimensionamiento de esta línea, se unen las tuberías, provenientes de los dos brazos que son de un diámetro de 350 mm cada uno, en una sola tubería que va a conducir el GNL hasta el tanque de almacenamiento. Para este caso, el caudal de diseño es la suma de los dos brazos, que serían 5 000 m³/h. Esta tubería requiere un diámetro mínimo igual o superior a 420 mm (16,56 pulgadas), entonces se selecciona una tubería con un diámetro nominal de 500 mm (20 pulgadas), que tiene un diámetro interno de 477,82 mm (18,81 pulgadas).

5.6.6.3. Línea de salida del tanque (D1)

Esta línea debe tener la capacidad para trasegar la carga máxima del vaporizador (110 m³/h), la recirculación de la tubería principal (156,5 m³/h) y la demanda máxima de los cargaderos de cisternas (291,5 m³/h). Por lo que el caudal a manejar será de aproximadamente (558 m³/h), para lo cual se va a requerir una tubería con un diámetro nominal de 200 mm (8 pulgadas), dando como resultado una velocidad de 4,8 m/s y un diámetro interno de 0,2027 m.

Esta es la salida principal del tanque y será la encargada de abastecer todas las demandas de GNL dentro de la terminal.

5.6.6.4. Recirculación de la tubería principal (R1)

Para el circuito de recirculación, se va a utilizar un caudal de 156,5 m³/h y una velocidad de 5,4 m/s; de acuerdo a esos resultados se debe utilizar una tubería con un diámetro nominal de 100 mm (4 pulgadas), lo que equivale a un diámetro interno de 0,1023 m.

Este circuito se utiliza con la intención de evitar de que la tubería de trasiego, entre los brazos de descarga y el tanque de almacenamiento, no se caliente mucho al estar sin uso y a la vez permite que la fatiga térmica en la tubería se reduzca al mantener una diferencia de temperatura baja con respecto a la temperatura del fluido de trasiego.

5.6.6.5. Línea hacia regasificador + cisternas (D2)

Este tramo de tubería debe ser capaz de trasegar el caudal máximo requerido por el regasificador ($110 \text{ m}^3/\text{h}$) y además el caudal requerido para llenar 4 cisternas ($291,5 \text{ m}^3/\text{h}$). Para este tramo se va a utilizar una tubería de diámetro nominal de 150 mm (6 pulgadas), lo que da como resultado una velocidad de 5,98 m/s y un diámetro interno de 0,1541 m.

5.6.6.6. Línea del regasificador (D1-1)

Este proceso consiste en enviar GNL desde el tanque de almacenamiento hacia el regasificador, y posteriormente ser enviado por un gasoducto hacia los lugares de consumo, en este proyecto se plantea que el gasoducto sea sólo desde la terminal de regasificación hacia la refinadora de RECOPE, en Moín, y el ICE, también ubicado en Moín.

Para este proceso de enviar GNL hacia el regasificador se van a tener dos escenarios, el primero que es con demanda mínima y el segundo con una demanda máxima.

El caso de demanda máxima es el que se va a utilizar para diseño, se tendrá un flujo de $110 \text{ m}^3/\text{h}$ lo que daría como resultado un diámetro nominal de 75 mm (3 pulgadas) con una velocidad de 6,41 m/s; dado que cuando sea el caso de la demanda mínima, con un caudal de $29 \text{ m}^3/\text{h}$, se tiene que utilizar la misma tubería, por lo que se mantiene el diámetro de 75 mm (3 pulgadas) y la velocidad disminuye hasta 1,69 m/s.

Estos resultados se obtuvieron utilizando la ecuación 5.1 y despejándola según sea el dato requerido, ya sea velocidad o diámetro.

5.6.6.7. Línea hacia cargaderos de cisternas (D2-1)

Para este trayecto se utilizará una tubería que sale desde el tanque de almacenamiento hasta la estación de llenado de los tanques cisternas. Para realizar este proceso se van a utilizar las siguientes condiciones; un caudal de 291,5 m³/h y una velocidad de 4,34 m/s, obteniendo como resultado una tubería de un diámetro nominal de 150 mm (6 pulgadas).

5.6.6.8. Recirculación de cisternas (R2)

Para el circuito de recirculación, se va a utilizar un caudal máximo de 120 m³/h y una velocidad de 4,06 m/s; de acuerdo a esos resultados se debe utilizar una tubería con un diámetro nominal de 90 mm (3,5 pulgadas), lo que equivale a un diámetro interno de 0,1023 m.

Este circuito se utiliza con la intención de evitar de que la tubería de trasiego, entre el tanque de almacenamiento y las líneas de llenado de los camiones cisterna, se caliente mucho al estar sin uso produciendo gases de evaporación, y a la vez permite que la fatiga térmica en la tubería se reduzca al mantener una diferencia de temperatura baja con respecto a la temperatura del fluido de trasiego.

5.7. Tanque de almacenamiento de GNL

Una vez analizadas las diversas configuraciones existentes para la construcción del tanque de almacenamiento de GNL, en el capítulo 4 del presente trabajo, se procede a tomar la decisión de recomendar la utilización de un tanque del tipo “Contención Total”, ubicado sobre la superficie.

Algunas de las ventajas que presenta este tipo de tanque son las siguientes:

- No necesita un dique de contención.
- Requiere menor área de construcción.
- Evita fugas tanto líquidas como gaseosas.
- Es la configuración más segura.

Para la terminal de regasificación se decide construir un solo tanque de almacenamiento, el cual tendrá una capacidad de almacenamiento de 125 600 m³; por lo tanto, tendrá un diámetro de 68,4 m y una altura de pared de 34,2 m.

Se recomienda que el tanque interno sea de acero inoxidable con 9% níquel, ya que se encuentra en contacto directo con el GNL; mientras el tanque externo será de concreto pretensado.

Al ser un tanque metálico que estará en contacto directo con el suelo se debe instalar un sistema de resistencias para evitar que se congele la superficie del suelo, ya que la temperatura es muy baja (-162 °C). Además, se debe proveer un sistema de protección catódica para reducir la velocidad de corrosión que pueda afectar la parte metálica del tanque.

Se recomienda que el piso y las paredes expuestas del tanque deban ser diseñados para resistir temperaturas de -196 °C, en caso de que se utilice nitrógeno líquido durante el enfriamiento previo. (Acuña, 2014)

Finalmente, se establece que la presión máxima de operación del tanque será de 120 kPa, con los siguientes puntos de consigna operacionales (Acuña, 2014):

- Punto de consigna para la válvula de alivio: 131 kPa.
- Punto de consigna de válvula de ventilación: 128,9 kPa.
- Presión de operación normal: 105 kPa a 127 kPa.

5.8. Dimensionamiento y selección de las bombas criogénicas

Para la selección de las bombas a utilizar se deben tener ciertos elementos definidos, como lo es la posición de los sistemas, equipos, tuberías y las condiciones de servicio (presión, caudal y temperatura). Ya que para poder escoger una bomba y conocer su punto de operación se deben calcular la cabeza dinámica total (TDH, por sus siglas en inglés) la cual representa la cabeza total que debe entregar la bomba para trasegar el fluido al punto deseado, así como la cabeza neta de succión positiva disponible (NPSH_d, por sus siglas en inglés) la cual representa la diferencia entre, la presión disponible de acuerdo a la configuración del sistema que está compuesta por: la presión absoluta sobre el fluido, las pérdidas por fricción en la succión de la bomba y la diferencia de alturas entre el nivel del fluido, y por otro lado la presión de vapor del fluido. De esta manera se asegura que a la succión de la bomba donde se generan las presiones más bajas, no llegue a su presión de vapor el fluido.

A continuación se pueden ver las fórmulas para calcular ambos valores así como la potencia hidráulica:

Ecuación para el cálculo del TDH

$$TDH = z_2 - z_1 + \frac{P_2 - P_1}{\gamma} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + h_f \quad \text{Ecuación 5.9}$$

Donde:

z_1 elevación del fluido en el primer punto de análisis (m)

z_2 elevación del fluido en el segundo punto de análisis (m)

P_1 presión absoluta sobre el fluido en el primer punto de análisis (Pa)

P_2 presión absoluta sobre el fluido en el segundo punto de análisis (Pa)

γ	peso específico del fluido (N/m ³)
v_1	velocidad del fluido en el primer punto de análisis (m/s)
v_2	velocidad del fluido en el segundo punto de análisis (m/s)
g	aceleración a causa de la gravedad (m/s ²)
h_f	pérdidas por fricción en la tubería (m)

Ecuación para el cálculo del h_f

$$h_f = \frac{f L v^2}{D 2 g} \quad \text{Ecuación 5.10}$$

Donde:

f	factor de fricción (adimensional)
L	longitud de tubería recta del tramo analizado (para considerar las pérdidas por accesorios, se agrega la suma de las longitudes de tubería equivalentes a causa de cada accesorio en el tramo) (m)
v	velocidad del fluido (m/s)
D	diámetro interno de la tubería (m)
g	aceleración a causa de la gravedad (m/s ²)

Ecuación para el cálculo del factor de fricción, se utilizó la ecuación de Shacham que sirve para números de Reynolds mayores a 10 000

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} - \frac{5,02}{R} \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{14,5}{R} \right) \right) \right]^{-2} \quad \text{Ecuación 5.11}$$

Donde:

- ε rugosidad absoluta del interior de la tubería (m)
- D diámetro interno de la tubería (m)
- R número de Reynolds (adimensional)

Ecuación para el cálculo del número de Reynolds

$$R = \frac{v D}{\nu} \quad \text{Ecuación 5.12}$$

Donde:

- v velocidad del fluido (m/s)
- D diámetro interno de la tubería (m)
- ν viscosidad cinemática (m²/s)

Ecuación para el cálculo del NPSH_{disponible}:

$$NPSH_{disponible} = (P - h_f + z_2 - z_1) - P_{vapor} \quad \text{Ecuación 5.13}$$

Donde:

- z_1 elevación de la succión de la bomba (m)
- z_2 elevación de la superficie del fluido (m)
- P presión absoluta ejercida sobre el nivel del fluido (m)

P_{vapor} presión de vapor del fluido (m)

h_f pérdidas por fricción en la succión (m)

Ecuación para el cálculo de la Potencia Hidráulica:

$$Potencia_{hidráulica} = \gamma Q H \quad \text{Ecuación 5.14}$$

Donde:

γ peso específico del fluido (N/m^3)

Q caudal del fluido (m^3/s)

H presión requerida o TDH (m)

5.8.1. Distintos escenarios presentes en el proyecto

Debido a las diferentes demandas establecidas por el vaporizador y la carga de cisternas, además de las condiciones de carga del tanque de almacenamiento y considerando los cambios de nivel en el tanque se generan un total de 24 casos de operación críticos los cuales se describirán a continuación.

	Casos	Combinación
Sin Desembarco	Caso 1	R+Vmin+Cmin
	Caso 2	R+Vmin+Cmax
	Caso 3	R+Vmax+Cmin
	Caso 4	R+Vmax+Cmax
	Caso 5	R+Vmax
	Caso 6	R+Vmin
Desembarco	Caso 7	Vmin+Cmin
	Caso 8	Vmin+Cmax
	Caso 9	Vmax+Cmin
	Caso 10	Vmax+Cmax
	Caso 11	Vmax
	Caso 12	Vmin

Cuadro 5.5. Cuadro resumen de los diferentes puntos de operación para cuando se tiene el tanque con su máximo nivel (R: recirculación de la tubería de llenado del tanque, V: vaporizador, C: llenado de cisternas)
Fuente: Autores, 2014

Estos casos de operación surgen de acuerdo a las necesidades de caudal del vaporizador, los camiones cisternas y el proceso de recirculación de la línea principal. Otro factor importante es el cambio de nivel del tanque de almacenamiento. Es importante además mencionar que la línea de recirculación de cisternas siempre estará en operación excluyendo los casos 4 y 10 y su valor dependerá del caso que se encuentre.

5.8.1.1. Casos de Operación para tanque lleno

Inicialmente se presentan los casos en donde el tanque se presenta en su máximo nivel, además de esto se considera que el sistema se encuentra en un proceso en donde no se está presentando la descarga de los buques metaneros al tanque.

Caso 1: Se tiene la demanda mínima del vaporizador y el caudal mínimo de los cargaderos (1 camión cisterna) considerando que no se está dando el proceso de desembarco por lo que también se tiene el proceso de recirculación

Caso 2: En este caso al igual que el anterior se considera la recirculación de la línea principal. Además de esto se tiene la demanda mínima por parte del vaporizador y la demanda máxima (4 cisternas) por parte de los cargaderos

Caso 3: En este caso tenemos el inverso del caso anterior en donde se presenta la demanda máxima por parte del vaporizador y la demanda mínima por parte de los cisternas (1 cisterna). Al igual que los casos anteriores este presenta la recirculación como parte de su demanda.

Caso 4: Este es el caso de demanda máxima en donde tenemos la máxima demanda de los 3 sistemas. Demanda máxima del vaporizador, demanda máxima de los cisternas y la recirculación de la línea principal

Caso 5: En este caso se presenta la demanda mínima por parte del vaporizador al igual que el proceso de recirculación de la línea principal de importación. En este caso se considera que no hay demanda por parte de la carga de cisternas.

Caso 6: Finalmente en este caso tenemos el caso inverso del anterior en donde no se presenta la carga a cisternas, tenemos la demanda máxima por parte del vaporizador al igual que el proceso de recirculación de la línea principal.

Casos 7-12: Seguidamente se presentan los casos en donde se tiene un proceso de desembarco. Cabe destacar que estos procesos son idénticos a los casos anteriores con la salvedad que estos casos no requieren un proceso de recirculación de la línea principal por lo cual para cada caso no se considerara el proceso de recirculación. Los demás parámetros para cada caso seguirán siendo los mismos.

5.8.1.2. Casos de Operación para tanque vacío

Para el caso del tanque vacío la variación principal que se presenta se dará en el cálculo del TDH para cada caso. Los casos establecidos son dependientes de la demanda de caudal de cada proceso por lo cual para esta serie de casos se repetirán con la diferencia en el valor de TDH máximo de algunos casos.

5.8.2. Configuración del sistema de bombeo

De acuerdo a lo explicado en la sección 5.8.1, existen diversos escenarios que se deben satisfacer con las bombas que se vayan a utilizar. Es por esto que para poder llegar a una solución de bombeo en que se logre atender cada uno de dichos casos, se debe analizar el valor de TDH requerido para cada una de las distintas aplicaciones (recirculación de la tubería de llenado del tanque, vaporizador, llenado de cisternas y recirculación de tubería de cisternas) en función de cada uno de los escenarios. Adicionalmente se debe hacer dicho análisis para cuando el tanque se encuentra en su máximo nivel y para cuando el tanque se encuentra en su mínimo nivel. Cabe destacar que el proceso de cálculo para los distintos valores de TDH correspondientes a cada caso no toma en cuenta el manejo de vapores asociado a los distintos procesos por lo que solamente se evalúa el fluido en estado líquido.

A continuación se presenta un cuadro resumen con los valores máximos de TDH y potencia hidráulica correspondientes a cada caso o escenario para cuando se tiene el tanque con su máximo nivel así como un gráfico en donde se exponen los puntos de operación máximos para cada caso;

	Casos	Aplicaciones	Caudal (m ³ /h)	TDH máximo (m)	Potencia Hidráulica máxima (HP)
Sin desembarco de GNL	1	R+V _{min} +C _{min}	308,4	203,1	85,0
	2	R+V _{min} +C _{max}	527,0	209,0	132,9
	3	R+V _{max} +C _{min}	389,2	204,9	101,9
	4	R+V _{max} +C _{max}	557,8	210,1	140,2
	5	R+V _{max}	316,3	203,3	86,7
	6	R+V _{min}	235,5	201,8	70,4
Con desembarco de GNL	7	V _{min} +C _{min}	151,8	169,8	42,1
	8	V _{min} +C _{max}	370,4	148,6	95,1
	9	V _{max} +C _{min}	232,6	174,1	59,5
	10	V _{max} +C _{max}	401,2	145,6	99,1
	11	V _{max}	159,7	110,9	31,0
	12	V _{min}	78,9	99,9	33,1

Cuadro 5.6 Cuadro resumen con los valores máximos de TDH y potencia hidráulica correspondientes a cada caso para cuando se tiene el tanque con su máximo nivel (R: recirculación de la tubería de llenado del tanque, V: vaporizador, C: llenado de cisternas)

Fuente: Autores, 2014

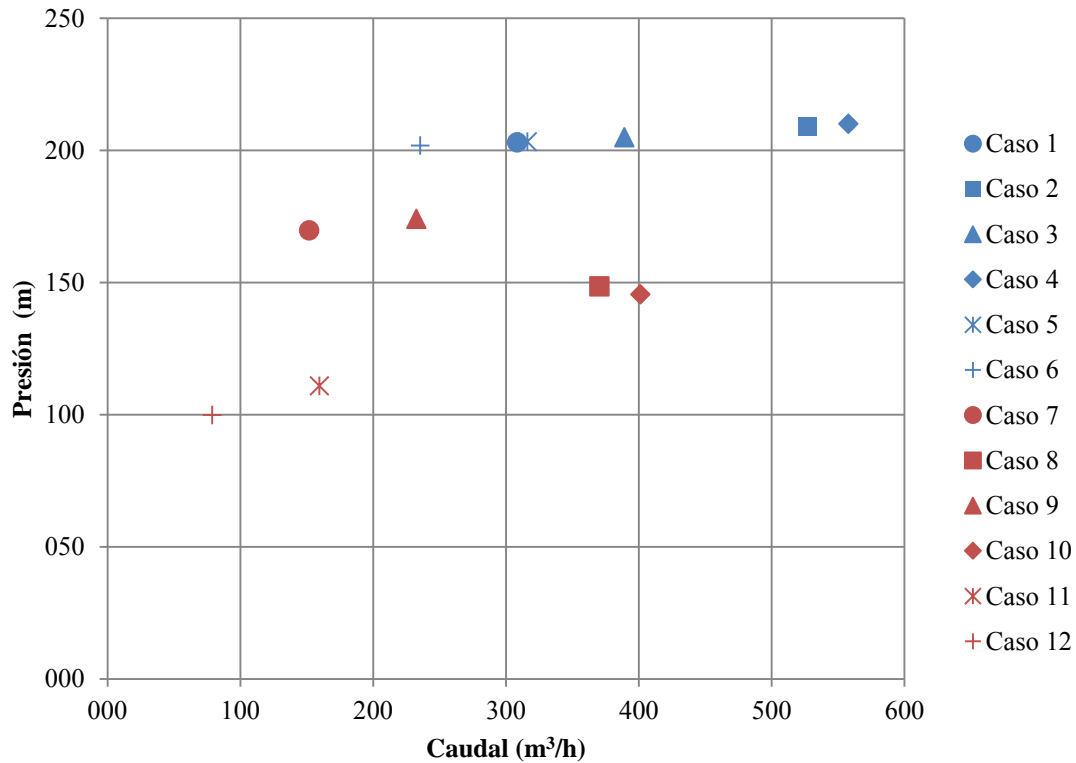


Gráfico 5.3. Gráfico resumen con los valores máximos de TDH y caudal correspondientes a cada caso para cuando se tiene el tanque con su máximo nivel (azul: TDH máximo correspondiente a la recirculación de la tubería de llenado del tanque, rojo: TDH máximo correspondiente al llenado de los cisternas, verde: TDH máximo correspondiente a)

Fuente: Autores, 2014

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, se tiene una gran gama de puntos de operación con valores mínimos y máximos de caudal de 78,9 m³/h y 557,8 m³/h y de TDH de 99,9 m y 210,1 m por lo que idealmente se buscó una bomba que pudiera satisfacer todos estos puntos máximos de operación mediante la implementación de un variador de frecuencia. Al llevar a cabo dicha búsqueda, se encontró que con una bomba no era posible cubrir todos los puntos, ya que los rangos de caudal de las bombas del mercado eran menores al rango de caudal presentado anteriormente, por lo que se eligió un sistema de dos bombas criogénicas sumergibles con variador de frecuencia, de dos etapas, marca Nikkiso, modelo 60839 en una configuración en paralelo para poder atender todos los distintos puntos de operación.

A continuación se presentan nuevamente los puntos de operación máximos junto con el rango de operación de tanto una de las bombas previamente mencionadas como las dos en paralelo.

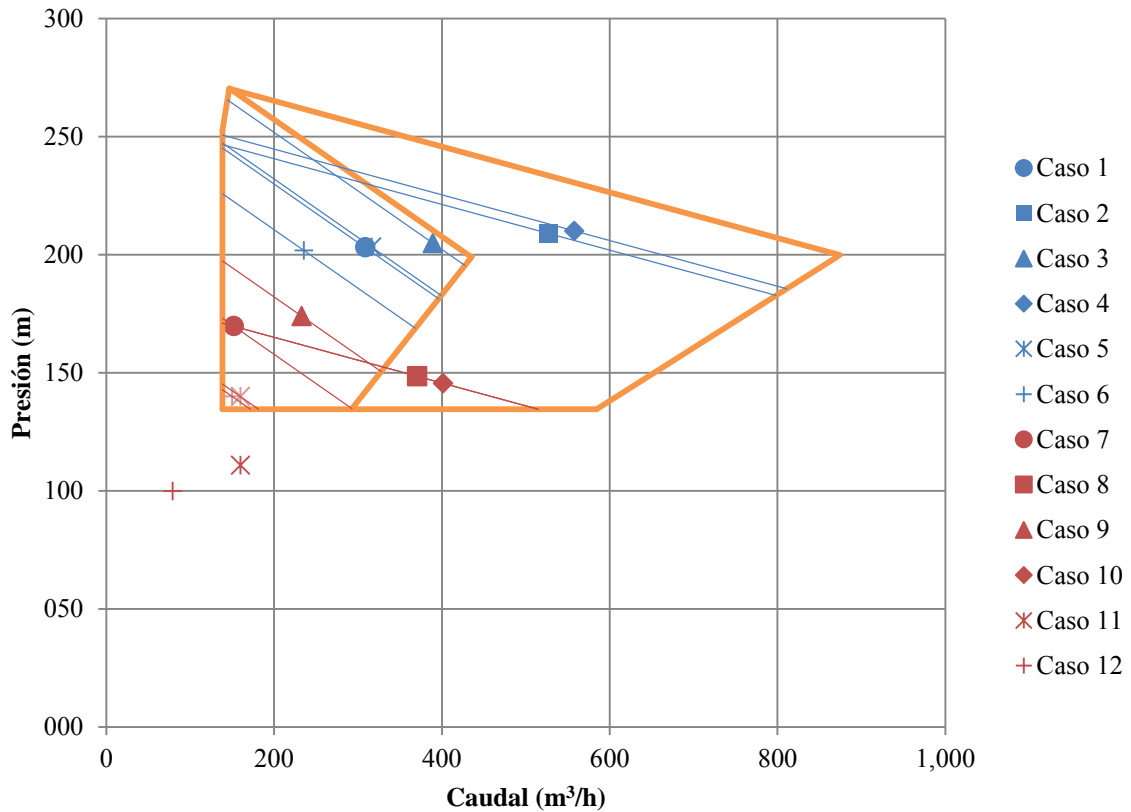


Gráfico 5.4. Gráfico resumen con los valores máximos de TDH y caudal correspondientes a cada caso para cuando se tiene el tanque con su máximo nivel así como el rango de operación de las bombas seleccionadas (azul: TDH máximo correspondiente a la recirculación de la tubería de llenado del tanque, rojo: TDH máximo correspondiente al llenado de los cisternas, verde: TDH máximo correspondiente a)

Fuente: Autores, 2014

De la gráfica anterior se aprecia como todos los puntos se encuentran dentro del área que cubren ambas bombas en paralelo a excepción de los casos 11 y 12 que se encuentran por fuera. Para el caso 11 debido a que el caudal es uno que puede ser manejado por el arreglo propuesto, se considera aumentar el TDH mediante válvulas reguladoras de

presión las cuales generarán pérdidas adicionales en el sistema para así lograr que el punto se encuentre dentro del rango de operación de las bombas. En cuanto al caso 12 el caudal es menor al menor caudal que puede manejar el arreglo propuesto por lo que se hará circular más caudal y este excedente se recirculará de vuelta al tanque mediante el tramo de tubería de recirculación de los cisternas (R2). Debido a este excedente, las pérdidas por fricción en el sistema serán mayores por lo que se aumenta el valor de TDH de este punto máximo de operación, no obstante, se deben utilizar válvulas reguladoras de presión nuevamente para lograr un valor total de TDH que pueda ser manejado por las bombas. De esta manera se observa en el gráfico anterior en la esquina inferior izquierda del área de operación de las bombas, los nuevos puntos correspondientes a los casos 11 y 12 para así lograr que la totalidad de los casos pueda ser atendida con solamente dos bombas. Finalmente cabe destacar que en el gráfico anterior se observa para cada uno de estos puntos, las curvas correspondientes de la bomba o de ambas bombas en paralelo por lo que se puede destacar que para todos los casos a excepción de los casos 2, 4, 8 y 10 se pueden atender los puntos de operación con una sola bomba; para los otros se requiere de ambas bombas trabajando en paralelo.

A continuación se presenta un cuadro resumen con los valores máximos de TDH y potencia hidráulica correspondientes a cada caso o escenario para cuando se tiene el tanque con su mínimo nivel así como un gráfico en donde se exponen los puntos de operación máximos para cada caso.

	Casos	Aplicaciones	Caudal (m ³ /h)	TDH máximo (m)	Potencia Hidráulica máxima (HP)
Sin desembarco de GNL	1	R+V _{min} +C _{min}	308,4	203,1	92,3
	2	R+V _{min} +C _{max}	527,0	209,0	155,4
	3	R+V _{max} +C _{min}	389,2	204,9	113,1
	4	R+V _{max} +C _{max}	557,8	210,1	161,6
	5	R+V _{max}	316,3	203,3	94,3
	6	R+V _{min}	235,5	201,8	74,2
Con desembarco de GNL	7	V _{min} +C _{min}	151,8	197,3	49,4
	8	V _{min} +C _{max}	370,4	176,1	112,9
	9	V _{max} +C _{min}	232,6	201,6	70,7
	10	V _{max} +C _{max}	401,2	173,1	118,4
	11	V _{max}	159,7	138,4	38,7
	12	V _{min}	78,9	127,4	35,9

Cuadro 5.7. Cuadro resumen con los valores máximos de TDH y potencia hidráulica correspondientes a cada caso para cuando se tiene el tanque con su mínimo nivel (R: recirculación de la tubería de llenado del tanque, V: vaporizador, C: llenado de cisternas)

Fuente: Autores, 2014

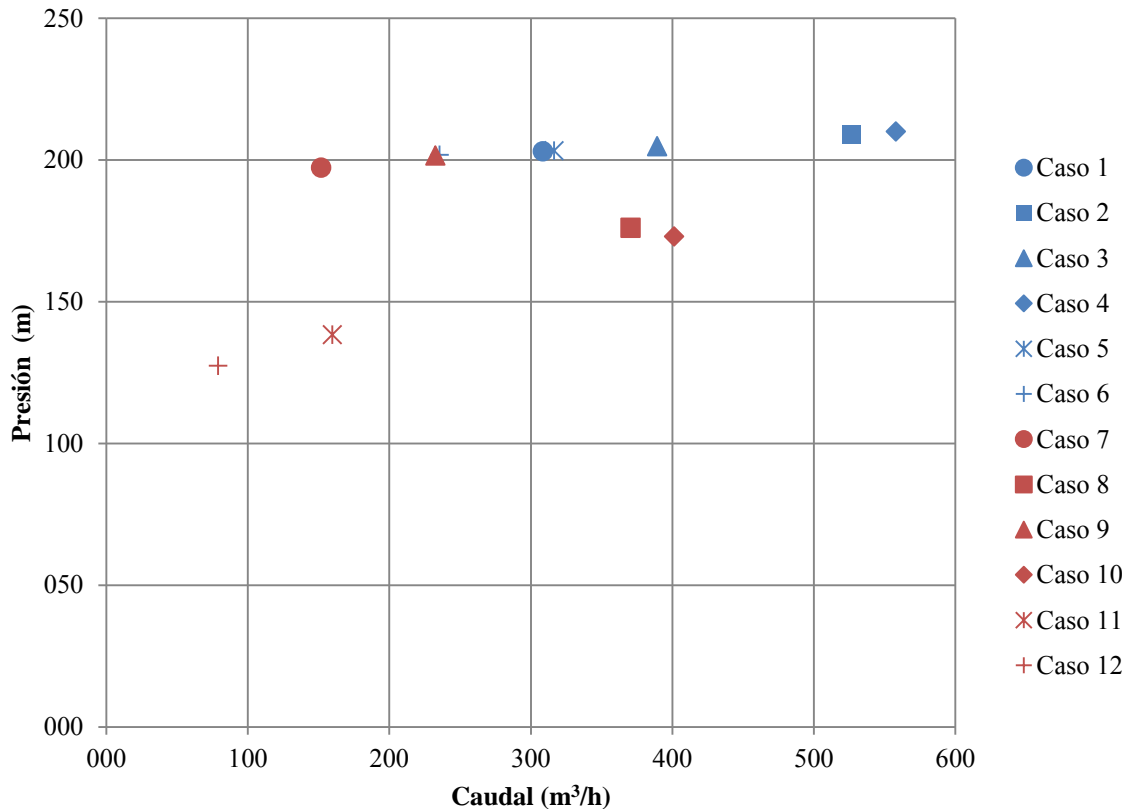


Gráfico 5.5. Gráfico resumen con los valores máximos de TDH y caudal correspondientes a cada caso para cuando se tiene el tanque con su mínimo nivel (azul: TDH máximo correspondiente a la recirculación de la tubería de llenado del tanque, rojo: TDH máximo correspondiente al llenado de los cisternas, verde: TDH máximo correspondiente a)

Fuente: Autores, 2014

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, el rango de valores de caudal manejado corresponde al mismo del caso con el tanque a su máximo nivel. No obstante, el valor mínimo de TDH pasó de ser 99,9 m a 127,4 m debido a la disminución en la presión a favor en la succión de la bomba. De igual manera se encuentra que con la configuración de bombas mencionada anteriormente se pueden atender todos los de operación nuevamente.

A continuación se presentan nuevamente los puntos de operación máximos junto con el rango de operación de tanto una de las bombas previamente mencionadas como las dos en paralelo.

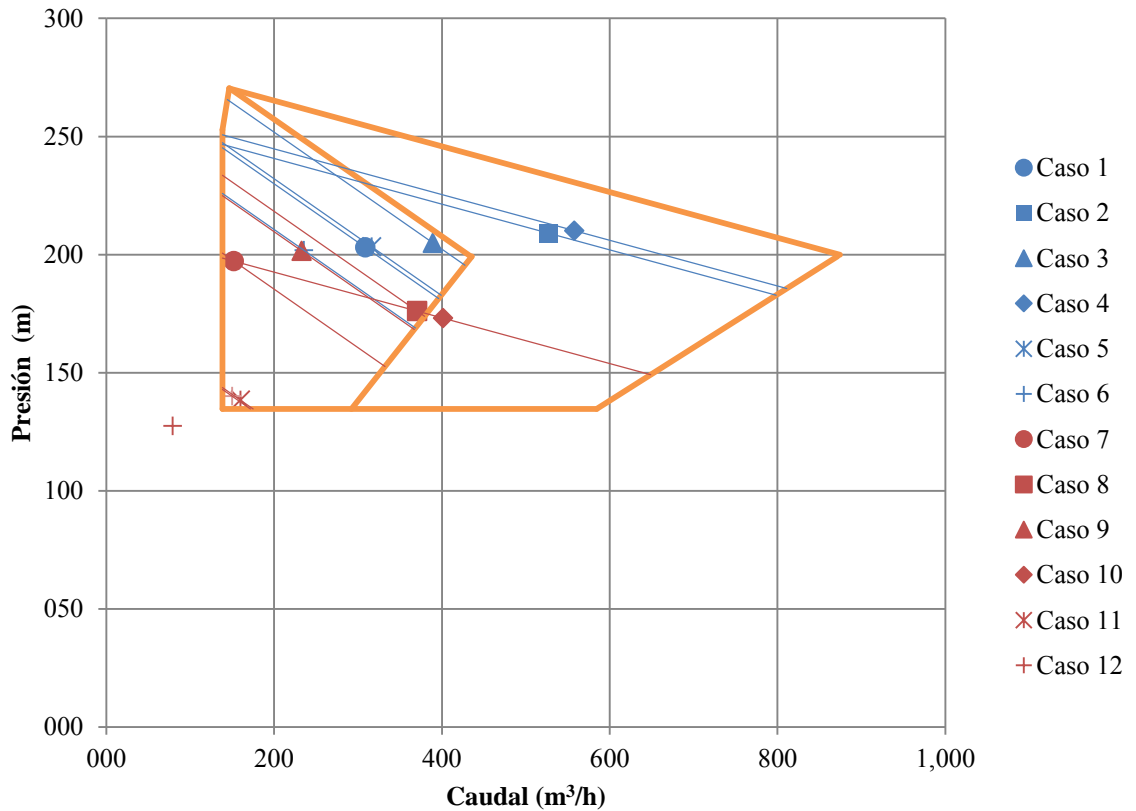


Gráfico 5.6. Gráfico resumen con los valores máximos de TDH y caudal correspondientes a cada caso para cuando se tiene el tanque con su mínimo nivel así como el rango de operación de las bombas seleccionadas (azul: TDH máximo correspondiente a la recirculación de la tubería de llenado del tanque, rojo: TDH máximo correspondiente al llenado de los cisternas, verde: TDH máximo correspondiente a)

Fuente: Autores, 2014

De la gráfica anterior se aprecia como todos los puntos se encuentran dentro del área que cubren ambas bombas en paralelo a excepción del caso 12 que se encuentran por fuera. Para dicho caso, tal y como se expuso para cuando se tiene el máximo nivel del tanque, se busca recircular un exceso de caudal y a su vez aumentar las pérdidas en el sistema mediante válvulas reguladoras de presión para así lograr que el punto de operación se encuentre en el rango de trabajo del sistema de bombeo logrando así atender todos los puntos máximos correspondientes a cada caso con el mismo sistema de trasiego. Cabe destacar que para el caso en que se tiene el mínimo nivel del tanque, el arreglo en paralelo será necesario solamente para los casos 2, 4 y 10.

Debido a las modificaciones en el sistema que se deben hacer para lograr atender los casos 11 y 12 para cuando se tiene el máximo y mínimo nivel del tanque, se encuentra que los puntos finales de operación para estos casos no son los más eficientes para la bomba. No obstante, cabe destacar la poca frecuencia de ambos casos en comparación con los demás ya que solamente se presentarían cuando un barco esté descargando GNL y a su vez, la única aplicación en funcionamiento sea el vaporizador por lo que no se justifica emplear otra solución para atender estos puntos.

En cuanto al valor de NPSH requerido por las bombas, se desconoce exactamente el mismo por falta de acceso a la información de parte del fabricante. No obstante, se llevó a cabo una consulta bibliográfica exhaustiva para bombas del mismo tipo y dimensiones similares por lo que se concluyó que éstas podían tener valores de NPSH requeridos tan bajos como 1 m pero en general su valor era más cercano a los 8 m. A pesar de la incertidumbre de dicho valor, al analizar la fórmula expuesta para el mismo anteriormente, se concluye que para el NPSH disponible, el factor determinante es la altura de columna de GNL sobre la succión de la bomba debido a que: no hay pérdidas por fricción en la succión al ser una bomba sumergible, y la diferencia entre la presión absoluta en el tanque y la presión de vapor del fluido es nula. Por lo que el nivel mínimo del tanque será el que dicta el valor de NPSH disponible para así cumplir con el requerido por las bombas. Es por esto que en la práctica, las bombas se colocan en una fosa ubicada por debajo del fondo del tanque para así maximizar la columna de GNL sobre la succión de la bomba de modo que se estipula que, una vez se conozca el valor de NPSH requerido por la bomba, se defina la profundidad de las fosas de las bombas. Finalmente en cuanto a los valores de potencia hidráulica expuestos para los 24 casos diferentes, se observa un máximo de 120,5 kW que se encuentra entre los valores típicos de potencia para bombas de esta magnitud y ámbito.

5.9. Sistema de Válvulas

Para mantener el control de la demanda de presión y de flujo requerido para cada uno de los procesos además de proteger el sistema y sus elementos más importantes se debe desarrollar un sistema de válvulas el cual estará encargado de estos procesos. El control de flujo y presión es básico en este sistema ya que encontramos una serie de puntos de operación los cuales varían constantemente durante la operación general del sistema.

Este sistema será capaz además de manejar efectivamente cualquier proceso de mantenimiento necesario para los principales equipos del sistema. Otro factor importante es que controlara y protegerá a estos procesos en caso de cualquier emergencia de operación.

Para el sistema de válvulas se utilizarán los siguientes elementos.

5.9.1. Tipos de Válvulas

A continuación se presentan los distintos tipos de válvulas utilizadas en el proyecto.

5.9.1.1. Válvulas de regulación

Para el proceso donde se necesite regular el flujo, se va a proceder a utilizar válvulas de globo, ya que presenta las siguientes características:

- Válvula de vueltas múltiples
- Unidireccional

- Es utilizada para estrangulación (regular), la cual es eficiente
- Para aplicaciones que requieren un accionamiento frecuente (abrir y cerrar muchas veces)
- Sella gases y aire
- Sirve para servicio general (líquidos, gases, vapor)
- Control preciso del flujo

Se propone utilizar válvulas criogénicas Velan, de uso horizontal, disponible en diámetros desde dos pulgadas hasta veinticuatro pulgadas. Disco de acero inoxidable 316 con la cara endurecida con una aleación de Cobalto-Cromo, y con conexiones bridadas.

5.9.1.2. Válvulas de cierre y apertura

Durante el proceso, según sea la aplicación que se esté llevando a cabo se necesitan cerrar algunos tramos y abrir otros con la intención de llevar el GNL hasta el destino correcto, para este uso se colocaran válvulas de bola, debido a las siguientes características;

- Es bidireccional
- Sólo hay que girar un cuarto de vuelta para abrir o cerrar
- Fluidos en suspensión
- Servicio general
- No sirve para regular
- Trabaja totalmente abierta o totalmente cerrada

Esta válvula de bola es muy útil para casos de cierre o aperturas de emergencia, y se plantea utilizar una válvula de bola criogénica Velan, esta cumple con las normas ASME B16.5, ASME B 16.34, API 608 y API 598. Está disponible en diámetros desde media pulgada hasta veinticuatro pulgadas y tiene conexiones bridadas.

5.9.1.3. Válvulas de retención

Existen ciertos puntos en los cuales es indispensable que el fluido no se pueda devolver, por ejemplo en la descarga de las bombas, ya que eso podría provocar daños a los equipos. Por lo tanto, se plantea colocar válvula de retención criogénica tipo columpio (swing), este tipo de válvula trabaja en posición horizontal o en posición vertical pero en sentido ascendente por el tipo de mecanismo que utiliza.

Se propone utilizar una válvula de retención criogénica tipo columpio Velan, está disponible en diámetros desde dos pulgadas hasta treinta y seis pulgadas, diseñada especialmente para soportar temperaturas criogénicas.

5.9.1.4. Válvulas de alivio

Debido a que el punto de ebullición del GNL es $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, el fluido con un pequeño aumento de temperatura empieza a generar gases de evaporación (Boil-off), por consiguiente se inicia un aumento de presión a lo interno de la tubería, para evitar que este aumento de presión se convierta en algo negativo hasta el punto de dañar la tubería, es que se colocan las válvulas de alivio.

Las válvulas de alivio entran en operación al momento en que se da un incremento en la presión interna de la tubería, en ese punto la válvula abre y libera esa presión extra reduciendo el esfuerzo al que es sometida la tubería, evitando que se produzca algún daño en la misma. Se propone utilizar una válvula

5.9.2. Diagrama de válvulas

Como se podrá ver en el siguiente diagrama (Figura 5.7), se numeraron los puntos más importantes donde se deben colocar válvulas tanto de control como de apertura y cierre.

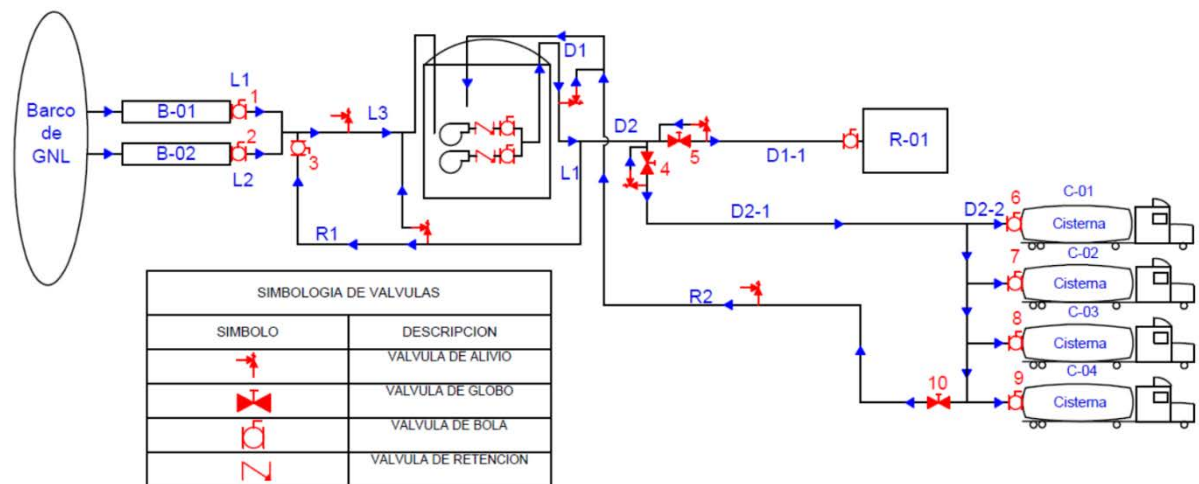


Figura 5.7. Diagrama de válvulas
Fuente: Autores, 2014

Se tiene entonces iniciando el trayecto una válvula de bola para cada uno de los brazos de carga la cual se utilizará completamente abierta para cuando se esté dando el proceso de desembarco y completamente cerrada para evitar que el fluido salga en la entrada a los brazos. Además de esto tenemos una válvula de bola (3) la cual se encarga de

habilitar el proceso de recirculación de la línea principal. Se encuentran válvulas de bola en la salida de cada bomba al igual que en la entrada del vaporizador para efectos de mantenimiento o emergencia, además en la entrada de cada cisterna las cuales se abrirán cuando se encuentre un camión en proceso de carga.

Se tienen válvulas de globo las cuales se encargarán de regular la presión y el caudal de los procesos de vaporización (5) y carga de cisternas (4) además tenemos una válvula la cual se encargará de regular el caudal de recirculación de la línea de cisternas el cual varía según el proceso y ayudara con los excedentes de caudal requeridos por la bomba. Finalmente, a través de todo el sistema se tendrán válvulas de globo encargadas de generar las caídas de presión necesarias para alcanzar la presión de operación de cada uno de los procesos

Se establece el uso de válvulas de alivio, colocadas en tramos que se encuentren entre válvulas para aliviar la sobre presión causada por los gases de evaporación y aliviarlo a la tubería adyacente buscando llevar esta sobrepresión al tanque. Además de esto, se tiene en la salida de cada bomba las válvulas de retención encargadas de proteger a la bomba en caso que el fluido busque retornar.

Para el funcionamiento de la terminal existen 12 casos diferentes, que han sido explicados anteriormente (tanto para tanque lleno como para tanque vacío), para el funcionamiento de cada caso se necesita que unas válvulas estén abiertas y otras estén cerradas; por lo tanto se ha elaborado un cuadro resumen que indica cuáles válvulas están cerradas y cuales están abiertas.

Abierta (o) Cerrada (x)	Casos	Combinación	Válvulas									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Sin Desembarco	Caso 1	R+Vmin+Cmin	x	x	o	o	o	o	x	x	x	o
	Caso 2	R+Vmin+Cmax	x	x	o	o	o	o	o	o	o	o
	Caso 3	R+Vmax+Cmin	x	x	o	o	o	o	x	x	x	o
	Caso 4	R+Vmax+Cmax	x	x	o	o	o	o	o	o	o	o
	Caso 5	R+Vmax+RC	x	x	o	o	o	x	x	x	x	o
	Caso 6	R+Vmin+RC	x	x	o	o	o	x	x	x	x	o
Desembarco	Caso 7	Vmin+Cmin	o	o	x	o	o	o	x	x	x	o
	Caso 8	Vmin+Cmax	o	o	x	o	o	o	o	o	o	o
	Caso 9	Vmax+Cmin	o	o	x	o	o	o	x	x	x	o
	Caso 10	Vmax+Cmax	o	o	x	o	o	o	o	o	o	o
	Caso 11	Vmax+RC	o	o	x	o	o	x	x	x	x	o
	Caso 12	Vmin+RC	o	o	x	o	o	x	x	x	x	o
Tipo de Válvula (Bola (B) Globo (G))			B	B	B	G	G	B	B	B	B	G

Cuadro 5.8. Cuadro resumen de las válvulas
Fuente: Autores, 2014

En el cuadro 5.3 las (x) significan que las válvulas están cerradas en ese momento y los (o) que las válvulas se encuentran abiertas en el proceso.

5.9.3. Diagrama de instrumentación

Para mantener un control constante de los diferentes procesos de operación del sistema se establece un diseño básico de los principales elementos que se encargarán de esta tarea. Debido a que dentro de los procesos de operación por medio del mismo sistema se lleva a cabo la ejecución de varias tareas, entre ellas la recirculación de la tubería principal de importación, la carga de cisternas y recirculación de dicha línea y la descarga hacia el vaporizador se encuentra la necesidad de establecer un sistema de control muy

riguroso ya que al estar manejando un fluido criogénico un leve cambio en presión o temperatura puede hacer que el fluido cambie de estado rápidamente lo cual puede comprometer al sistema. En el caso del vaporizador este tiene su punto de operación establecido y tiene que mantenerse de acuerdo a la demanda de dicho para una vaporización efectiva.

Por estas razones se establece un sistema de instrumentación el cual constará de tres tipos de elementos, sensores de presión, sensores de temperatura y sensores de flujo. A continuación se describirá la implementación de este sistema.

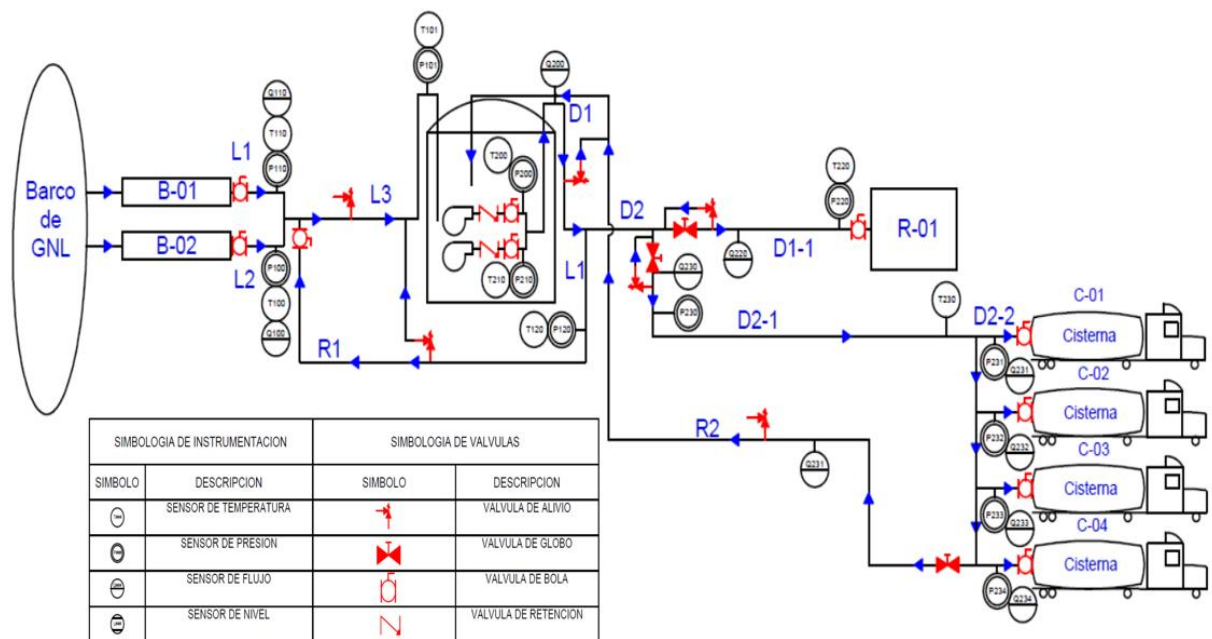


Figura 5.8. Diagrama de instrumentación
Fuente: Autores, 2014

Como podemos observar en la figura anterior se establecen una serie de controles de presión, temperatura y caudal por todo el sistema. Inicialmente encontramos para el sistema de distribución tenemos sensores de temperatura (T200 y T210) y presión (P200 Y P210) para cada una de las bombas, esto con un fin informativo y de control para afirmar que las bombas funcionen en su debido punto de operación de acuerdo a el caso. En la salida del tanque vemos un sensor de caudal (Q200) para asegurarse que no se estén presentando fugas en la salida y asegurarse que se tiene el caudal requerido para el proceso completo.

Para la línea de descarga al vaporizador encontramos en la entrada del vaporizador un sensor de presión (P220) y temperatura (T220) para asegurarse que las condiciones del GNL sean las adecuadas para el proceso de vaporización. Además de esto se tiene un sensor de caudal el cual se encarga de asegurarse que esté pasando el caudal requerido por la válvula de control. Para la línea de descarga a cisternas se tiene una configuración similar en donde se tiene antes de la distribución a cada cisterna. Tenemos un sensor de caudal (Q230) en la salida de la válvula para el control del caudal que se dirige a todos los cisternas. Además de mantener un control más informativo de la temperatura (T230) y un control de la presión (P230) la cual es requerida por cada cisterna. Seguidamente para cada cisterna se tiene un control de presión (P231-4) y de caudal (Q231-4) para asegurarse que cada cisterna se está cargando con el caudal y presión adecuada.

Otro sistema importante a considerar en la instrumentación es la línea de carga del tanque de almacenamiento en donde esquemáticamente se tiene sensores de presión (P100/110), caudal (Q100/110) y temperatura (T100/T110) a la salida de cada brazo para conocer las características del fluido por parte del barco y que se esté manteniendo los requerimientos para poder cargar el tanque.

Además de esto es importante mantener el control en las líneas de recirculación. Primero en la línea de recirculación de cisternas (R2) se tiene un control de caudal para saber si el excedente debido está volviendo a el tanque. En el caso de la línea de recirculación de la tubería principal (R1) tenemos sensores de presión y temperatura para saber que se esté manteniendo las condiciones deseados tanto en la línea principal como en dicha línea de recirculación.

6. Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

- Con base en la investigación bibliográfica llevada a cabo, se concluye que el gas natural es un combustible con gran potencial de implementación en Costa Rica para comenzar a diversificar la matriz energética, que hoy en día es mayoritariamente compuesta por los derivados del petróleo, debido a sus ventajas ambientales, de mercado y energéticas.
- El proyecto se ubicará en la finca 7 de RECOPE cercano al muelle petrolero ubicado en Moín, Limón, Costa Rica. Este tendrá una capacidad de almacenamiento de 125 600 m³ capaz de atender la demanda mínima y máxima requerida por el vaporizador. Además este será capaz de suplir hasta cuatro camiones cisternas. Esta terminal será capaz de recibir por parte de los buques de gas natural un caudal total de hasta 4 980 m³/h.
- El tanque de almacenamiento que se utilizará deberá ser capaz de almacenar suficiente GNL para la demanda establecida. Este único tanque tendrá la configuración de Contención Total capaz de almacenar hasta 125 600 m³.
- Para el acople entre el buque metanero y las tuberías de llenado del tanque se seleccionan dos brazos modelo DCMA-S con un diámetro de 350 mm cada uno, que poseen un acople hidráulico Chiksan, los cuales son fabricados por la empresa FMC Technologies.
- Para el trasiego del GNL desde el buque metanero al tanque de almacenamiento, y desde el tanque hasta el vaporizador y alimentación de cisternas se seleccionó la configuración Tubo dentro de Tubo (PIP, por sus siglas en inglés). La tubería interna será de acero al 9% níquel utilizando un asilamiento por medio de vacío y la tubería externa será de acero al carbono. Esta tendrá un recubrimiento anticorrosivo que consta

de una capa primaria orgánica de zinc y una capa de acabado de polixilosano para soportar las condiciones atmosféricas de la zona.

- La ruta para tubería seleccionada se diseñó buscando minimizar la distancia. Se realizó un análisis de flexibilidad donde se comprobó que dicha tubería será capaz de soportar las deformaciones que se presentan por las altas diferencias de temperatura entre el fluido y el ambiente. En los casos en que la tubería no era lo suficientemente flexible se emplearon lazos de expansión.
- En cuanto a la soportería de las tuberías horizontales se utilizarán pedestales de concreto con soportes metálicos tipo H para evitar que las mismas queden en contacto con la superficie del suelo, y además, tengan los grados de libertad adecuados para evitar sobre esfuerzos.
- El proyecto consta de 24 casos de operación los cuales consideran las demandas máximas y mínimas del proceso de vaporización y el proceso de carga de cisternas, además de los procesos de recirculación de la tubería principal de importación y la tubería de distribución de los camiones cisterna.
- Para el trasiego del GNL requerido por los distintos procesos se tiene un sistema de dos bombas criogénicas sumergibles, de dos etapas, marca Nikkiso, modelo 60839, en paralelo. Estas serán capaces de atender los 24 puntos de operación del proceso por medio del uso de variadores de frecuencia.
- Para atender las necesidades de caudal y presión de cada uno de los procesos se utilizará un sistema de válvulas, el cual se ajustará de acuerdo a cada caso de operación, compuesto por válvulas de globo, válvulas de bola, válvulas de retención y válvulas de alivio.
- Para el control y monitoreo de este proyecto se establecen los componentes básicos del sistema de instrumentación requerido para llevar a cabo los procesos de la terminal.

6.2. Recomendaciones

Realizar un diseño estructural adicional de la soportería de tubería para los pasos elevados.

Verificar, por parte de RECOPE, con un especialista en seguridad las áreas necesarias para zonas seguras, y en caso de ser necesario comprar terrenos aledaños al proyecto.

Establecer, por parte de RECOPE, un contacto más directo con las compañías distribuidoras y productoras de los diferentes elementos de tecnología criogénica, ya que la información pública es insuficiente para llevar a cabo el diseño a un mayor nivel de detalle.

Verificar mediante un especialista estructural la relación de altura y diámetro del tanque de almacenamiento, así como las propiedades estructurales del mismo.

Realizar un estudio de constructibilidad del tanque de almacenamiento, con la intención de conocer todos los sistemas que implica este elemento, así como conocer si en el país existen los materiales requeridos y la mano de obra capacitada para realizar la construcción de una obra tan grande y especializada como es un tanque de almacenamiento de GNL.

Realizar un estudio de suelos y movimientos de tierra previo a la construcción del proyecto, ya que el tanque es una estructura de grandes dimensiones y complejidad.

Diseñar un sistema contra incendios que contemple todo el proyecto, tanto la parte de gas natural licuado como la de gas natural.

Se recomienda que un especialista en instrumentación realice un diseño detallado del control e instrumentación necesario para el buen funcionamiento del proyecto.

Asegurarse que el diseño del tanque de almacenamiento contemple la recirculación interna del mismo.

Adquirir un software de diseño para facilitar el mismo en este proyecto.

Solicitar fichas técnicas completas de las bombas para la adecuada selección de estas, con base en los distintos parámetros que las definen.

Establecer protocolos de calidad, para garantizar la calidad de todos los materiales y equipos que comprenden el proyecto, ya que al ser una aplicación muy específica.

Generar un plan de mantenimiento para el proyecto, y así asegurarse que la terminal está en un estado óptimo. Esto es muy importante para el mantenimiento de los elementos principales como las bombas, ya que son equipos esenciales y una falla inesperada puede provocar pérdidas millonarias. Dentro de este plan se debe detallar el procedimiento completo que se debe seguir para sacar una bomba del tanque de almacenamiento y darle mantenimiento.

Crear un plan de operación y seguridad que se deba cumplir dentro de las instalaciones del proyecto para resguardar la integridad y salud de los colaboradores, y la seguridad ambiental.

Establecer, por parte de RECOPE, los requisitos mínimos para la construcción de los distintos elementos del proyecto, así como de los profesionales a cargo de estos, con la intención de asegurar un estándar de calidad que se debe respetar y a la vez asegurar el buen funcionamiento de las obras.

Realizar un diseño específico de los cargaderos de cisternas tomando en cuenta el sistema de instrumentación, el sistema control, materiales, componentes y normativa pertinente.

Bibliografía

ACD. (2013). *LNG Pumps*. Recuperado de <http://www.acdlngpumps.com/pumps.html>

[Consulta 20 de jun. 2013]

Acuña, Ó. (2014). *Estudio de prefactibilidad técnico y financiero para evaluar la conveniencia de una terminal de importación de gas natural licuado en las cercanías del puerto Moín, Limón*. (Tesis de Licenciatura en Ingeniería Química). Universidad de Costa Rica, Sede Rodrigo Facio.

BP. (2012). *Statistical Review of World Energy*. London.

Caldera, A. (2013). *IM-0761 Sistemas de tuberías*. [Apuntes del curso]. San José

CBI. (2013). *LNG Storage Tanks*. Recuperado de <http://www.cbi.com/markets/lng/lng-storage-tanks> [Consulta 20 de jun. 2013]

Chemtex. (2013). *LNG Liquefaction and Storage Tanks*. Recuperado de http://www.chemtex.com/templates/energy_LNG.html [Consulta 10 de jul. 2013]

Cords, M. (2011). The History of Submerged Motor Pumps. *Hydrocarbon Engineering*, (February 2011).

Cryostar. (2013). *Natural gas products & solutions*. Recuperado de <http://www.cryostar.com/web/lng-lng-natural-gas.php> [Consulta 20 de jun. 2014]

Deutsche Bank. (2013). *Oil & Gas for Beginners*. *Deutsche Bank AG*.

EMCO Wheaton. (2013). *Página principal, brazos de carga*. Recuperado de http://www.emcowheaton.com/es-es/productos/brazos_de_carga/ [Consulta 20 de jun. 2013].

Enagas. (2006). *Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado de El Musel*. Musel.

Energy Market Authority (2010). *Integrated summary report for proposed Singapore LNG Terminal*. Recuperado de <http://www.slng.com.sg/index.html> [Consulta 8 de agosto de 2014].

Flynn, T. M. (2005). *CRYOGENIC ENGINEERING: Revised and Expanded*. (CRYOKO, Ed.) (Segunda Ed.). Colorado.

FMC Technologies. (2013). *Página principal, sección de sistema de carga*. Recuperado de <http://www.fmctechnologies.com/LoadingSystems/> [Consulta 20 de jun. 2013].

Freeman, R.; Langford, S. (2008). Analysis points to pipe alloy for safe and more economical LNG Transport. *Pipeline & Gas Journal*. Noviembre, 66-71. Recuperado de <http://www.pgjonline.com> [Consulta 14 de mayo de 2014].

Gastream Mexico. (2004). *Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) Mexico*.

Hyundai Heavy Industries CO (2014). *LNG Marine Pumps*. [PDF]. Recuperado de: <http://www.hyundaiengine.com/> [Consultada el 18 de abril de 2014].

KANON Loading Equipment. (2013). *Página principal, brazos de carga marinos*. Recuperado de <http://www.kanon.nl/marine-loading-arms/> [Consulta 20 de jun. 2013].

- Kitzel, B. (2007). *LNG Industry: Vacuum Insulation*. Recuperado de <http://www.lngindustry.com> [Consulta 23 de junio de 2014].
- Linde Engineering. (2008). *Vacuum Insulated Piping for LNG Service*. Recuperado de <http://www.phpk.com/pdf/2008Brochure.pdf> / [Consulta 20 de jun. 2014].
- Martínez, X. F. (2012). *Instrumentación y control de una terminal marina de GNL*. Tarragona, España: Universitat Rovira i Virgili.
- Maxwell, D., & Zhu, Z. (2011). Natural gas prices, LNG transport costs, and the dynamics of LNG imports. *Energy Economics*, (2).
- MINAET. (2012). *VI Plan Nacional de Energía 2012-2030*. San José.
- Moniz, E. J., Jacoby, H. D., & Meggs, A. J. M. (2010). *The Future of Natural Gas*. Massachusetts.
- Murillo, D. (2012). *IM-0409 Máquinas hidráulicas*. [Apuntes del curso]. San José
- NIKKISO. (2013). *NIKKISO Cryogenic Submerged Motor Pump*. Recuperado de <http://www.nikkiso.com/products/pump/submerged/> [Consulta 20 de jun. 2013].
- Norgren. (2013). *LNG Storage Tanks*. Recuperado de http://www.norgren.com/global/info/34/oil_and_gas/21/lng_storage_tanks [Consulta 20 de jun. 2013]
- OCIMF (1999). *Design and Construction Specification for Marine Loading Arms*. (Witherby & CO LTD) (Tercera Ed.). London.

Parrish, W. R., & Kidnay, A. J. (2006). *Fundamentals of Gas Natural Processing*. CRC Press

Rush, S. (2004). Submerged Motor LNG Pumps in Send-Out System Service. *Pumps and Systems*.

Rush, S. (2012). *Tutorial on cryogenic Submerged Electric Motor Pumps*. Nevada: Ebara International Corporation.

SNC-Lavalin. (2012). *Perspectivas sobre el potencial uso del Gas Natural en Costa Rica*. San José.

Speight, James G. (2007). *Natural Gas - A Basic Handbook*. Gulf Publishing Company. Recuperado de Knovel. [Consulta 5 de mayo del 2013].

SVT Transfer Complete. (2013). Página principal, brazos de carga marinos. Recuperado de <http://www.svt-gmbh.com/en/products/marine-loading-arms/> [Consulta 20 de jun. 2013].

Tokyo Gas. (2013). *In-Ground LNG Storage Tanks*. Recuperado de <http://www.tokyo-gas.co.jp/lngtech/ug-tank/> [Consulta 20 de jun. 2013]

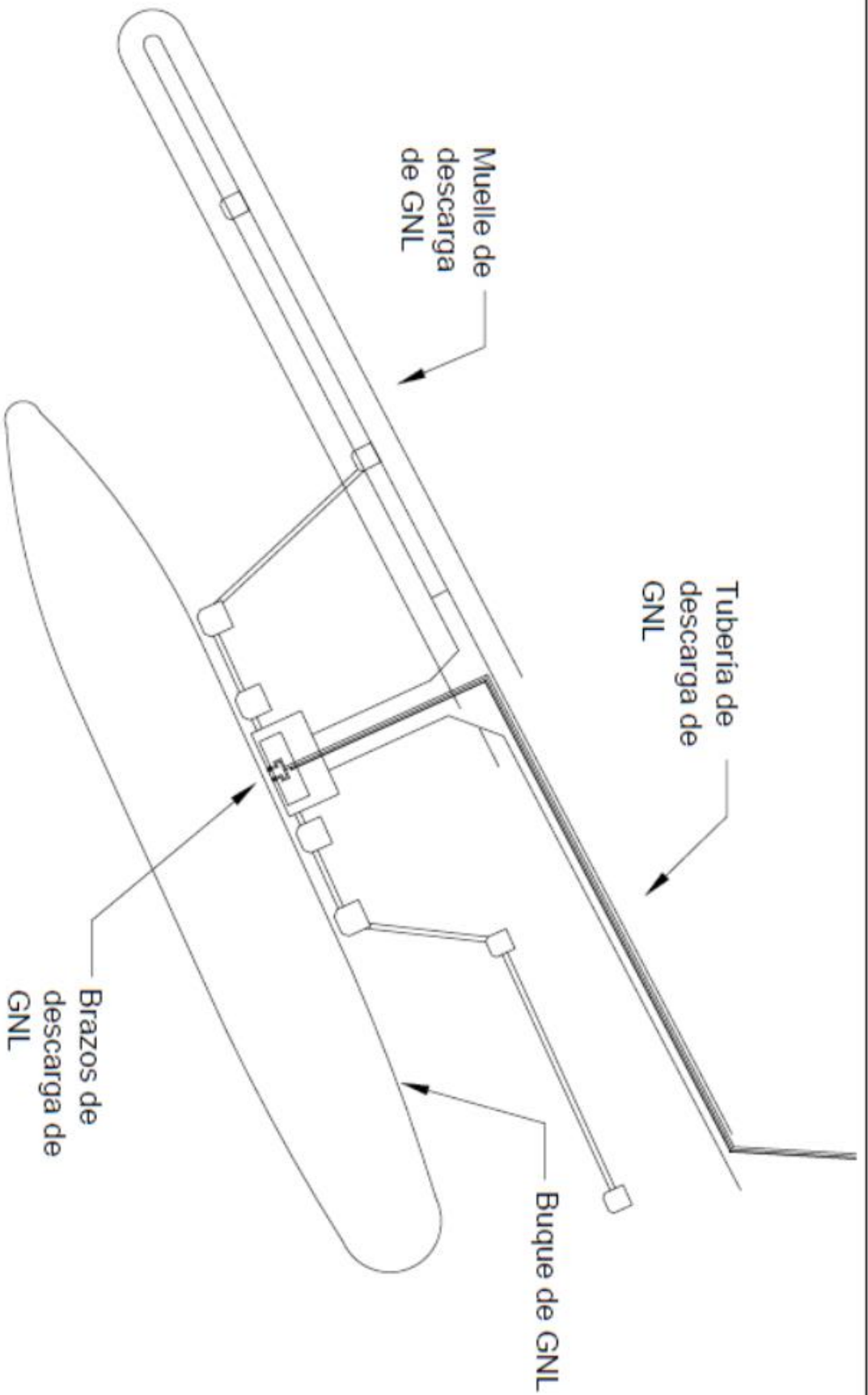
Tusiani, M. D. (2007). *LNG a nontechnical guide*. (PennWell, Ed.). Tulsa, Oklahoma.

US Energy Information Administration. (2013). *Spot prices*. Recuperado de <http://www.eia.gov/> [Consultada el 30 de mayo de 2013].

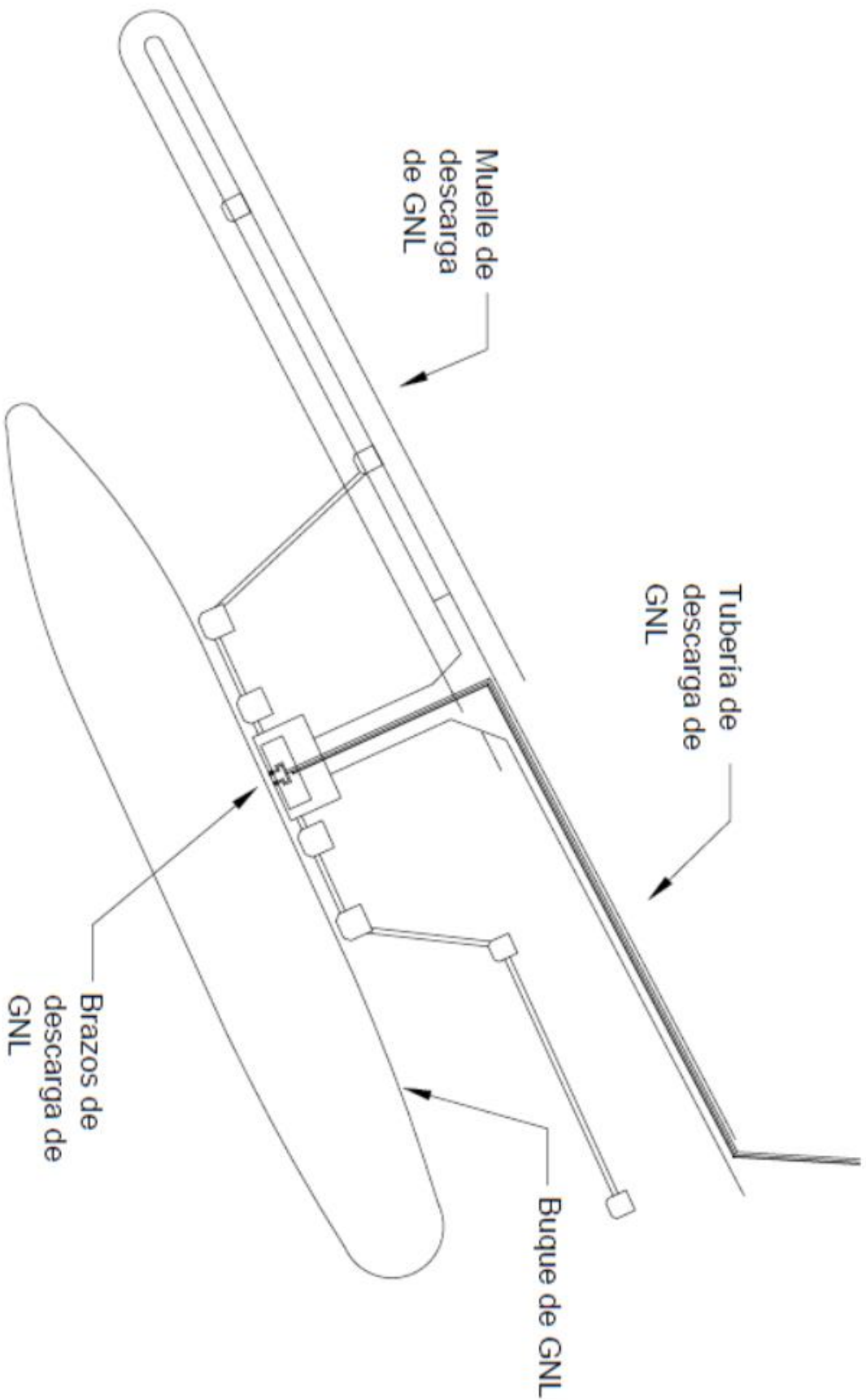
Vanzetti Engineering. (2013). *Cryogenic high pressure pumps*. Recuperado de http://www.vanzettiengineering.com/products/lng/lng_products/ [Consulta 20 de jun. 2013]

Apéndices

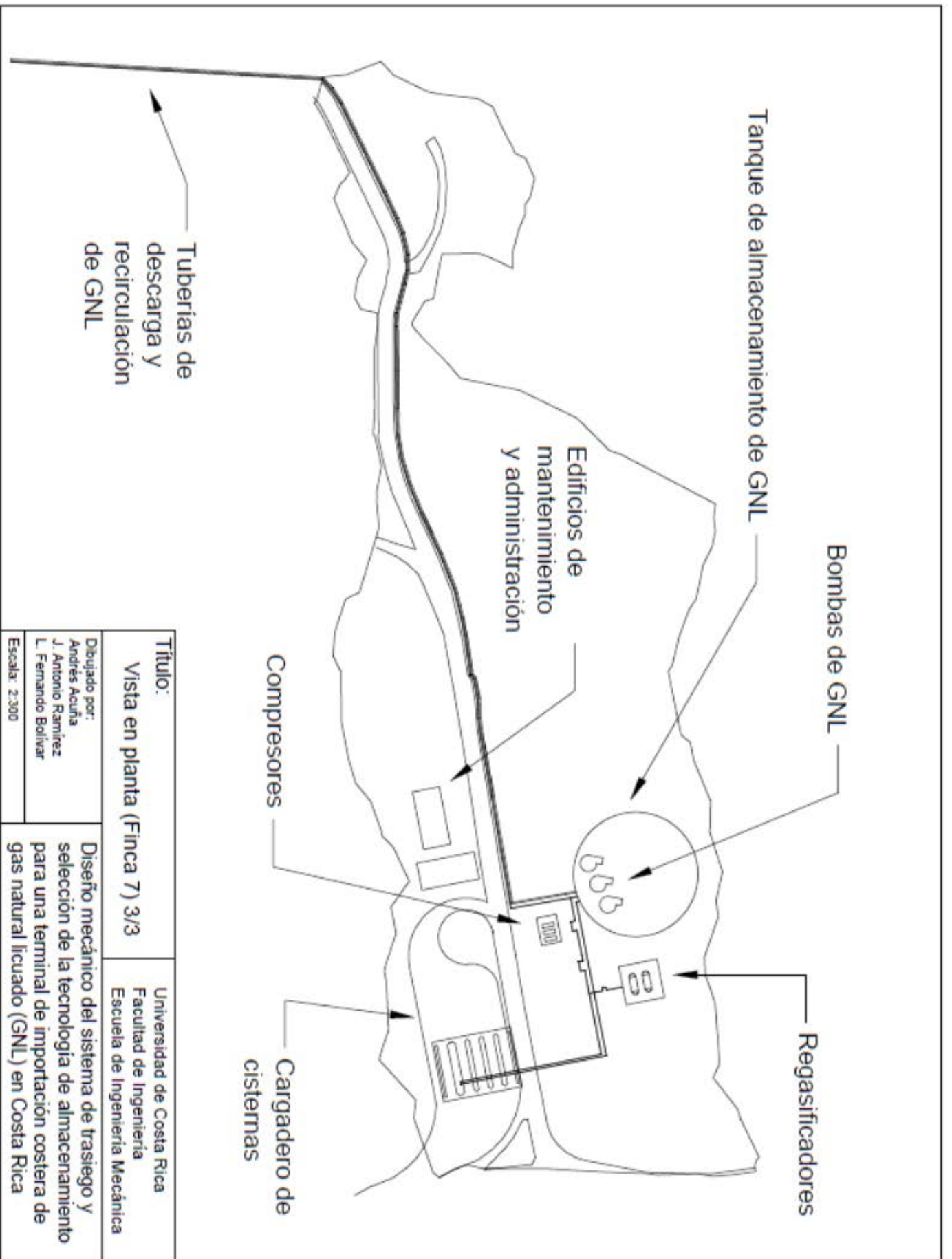
1. Vista en planta (general)
2. Vista en planta (muelle)
3. Vista en planta (Finca 7)
4. Vista tridimensional (general)
5. Vista tridimensional (muelle)
6. Vista tridimensional (Finca 7)
7. Vista tridimensional (detalle Finca 7)



Título:		Universidad de Costa Rica
Vista en planta (muelle) 2/3		Facultad de Ingeniería
Dibujado por:		Escuela de Ingeniería Mecánica
Andrés Acuña		
J. Antonio Ramírez		
L. Fernando Bolívar		
Escala: 1:40		
Diseño mecánico del sistema de trasiego y selección de la tecnología de almacenamiento para una terminal de importación costera de gas natural licuado (GNL) en Costa Rica		



Título:		Universidad de Costa Rica
Vista en planta (muelle) 2/3		Facultad de Ingeniería
Dibujado por:		Escuela de Ingeniería Mecánica
Andrés Aouña		
J. Antonio Ramírez		
L. Fernando Bolívar		
Escala: 1:40		
Diseño mecánico del sistema de trasiego y selección de la tecnología de almacenamiento para una terminal de importación costera de gas natural licuado (GNL) en Costa Rica		

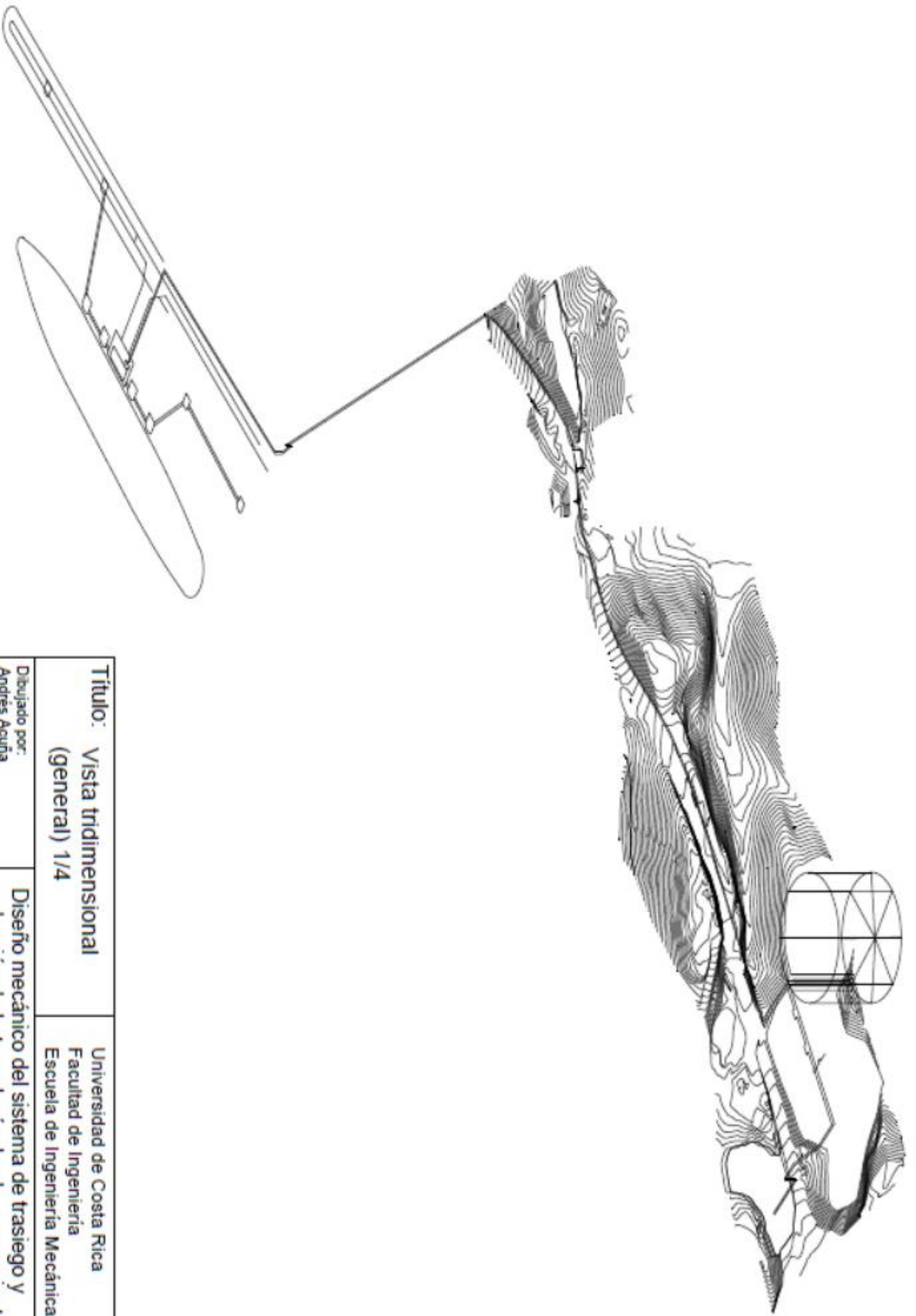


Título:	Universidad de Costa Rica
Vista en planta (Finca 7) 3/3	Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica

Dibujado por:
Andrés Acuña
J. Antonio Ramírez
L. Fernando Bolívar

Diseño mecánico del sistema de trasiego y selección de la tecnología de almacenamiento para una terminal de importación costera de gas natural licuado (GNL) en Costa Rica

Escala: 2:300



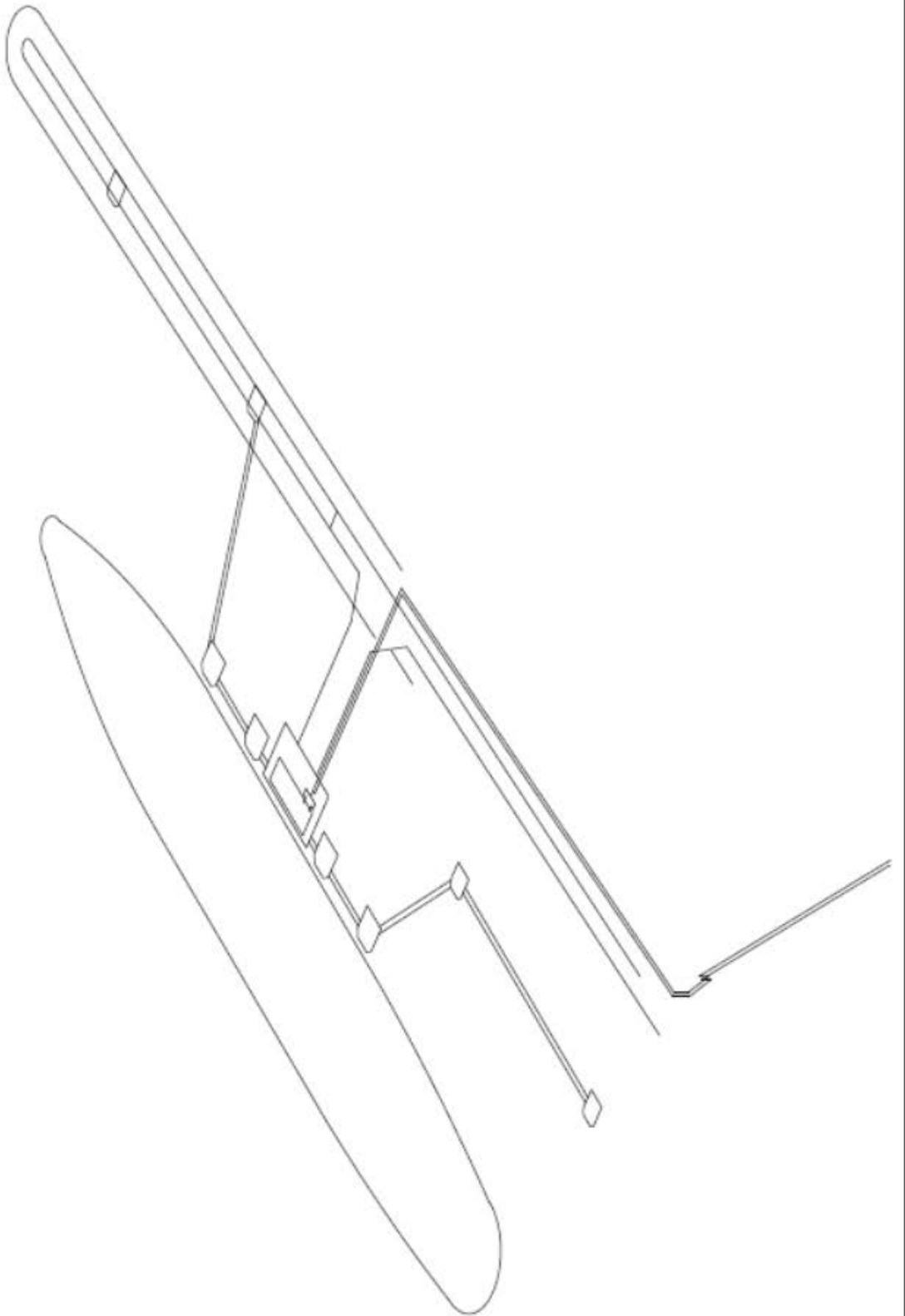
Título: Vista tridimensional
(general) 1/4

Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica

Dibujado por:
Andrés Acuña
J. Antonio Ramirez
L. Fernando Bolívar

Diseño mecánico del sistema de trasiego y selección de la tecnología de almacenamiento para una terminal de importación costera de gas natural licuado (GNL) en Costa Rica

Escala: sin escala



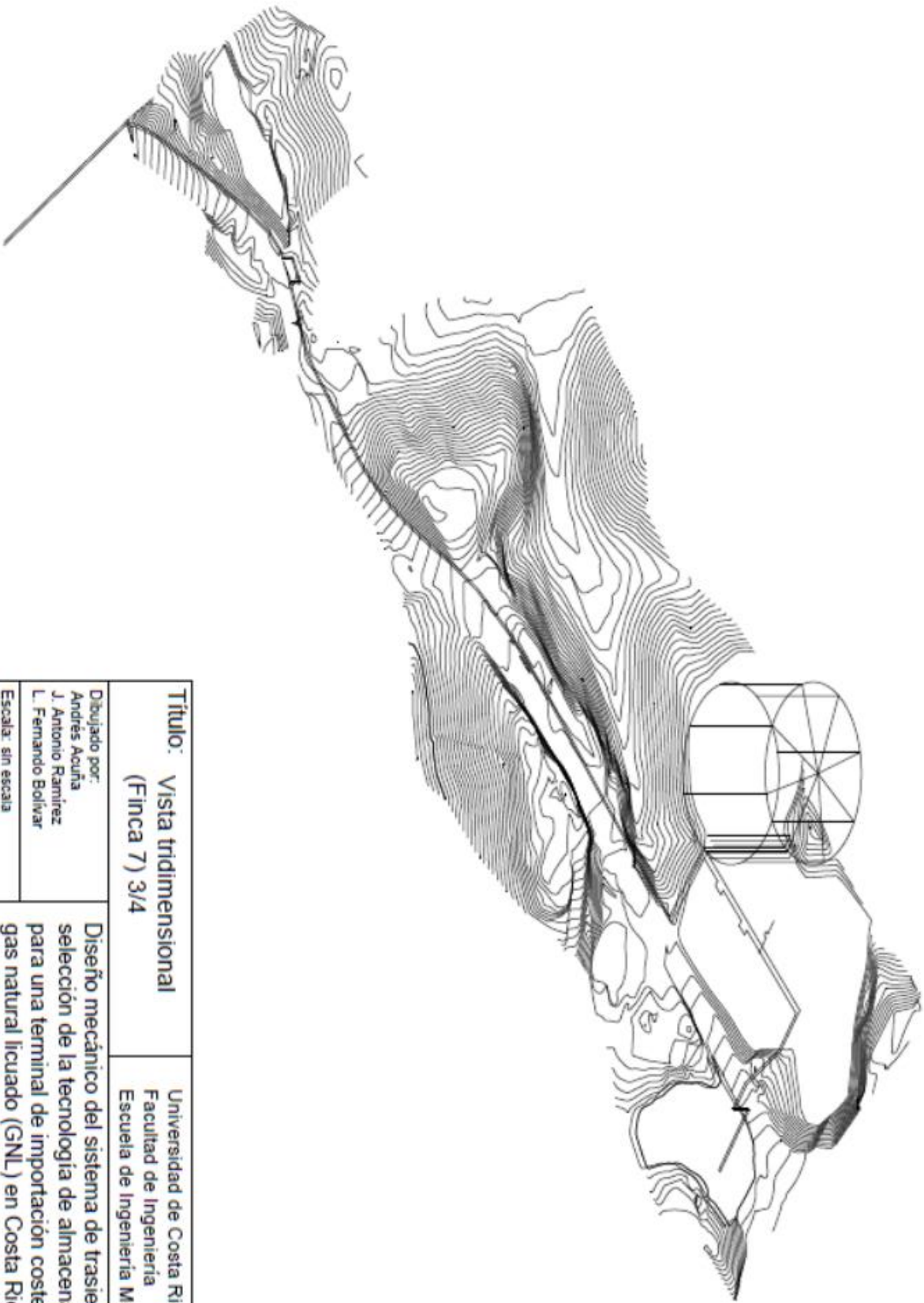
Título: Vista tridimensional
(muelle) 2/4

Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica

Dibujado por:
Andrés Acuña
J. Antonio Ramírez
L. Fernando Bolívar

Escala: sin escala

Diseño mecánico del sistema de trasiego y selección de la tecnología de almacenamiento para una terminal de importación costera de gas natural licuado (GNL) en Costa Rica



Título: Vista tridimensional
(Finca 7) 3/4

Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica

Dibujado por:
Andrés Acuña
J. Antonio Ramírez
L. Fernando Bolívar

Diseño mecánico del sistema de trasiego y selección de la tecnología de almacenamiento para una terminal de importación costera de gas natural licuado (GNL) en Costa Rica

Escala: sin escala



Título: Vista tridimensional
(detalle Finca 7) 3/4

Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica

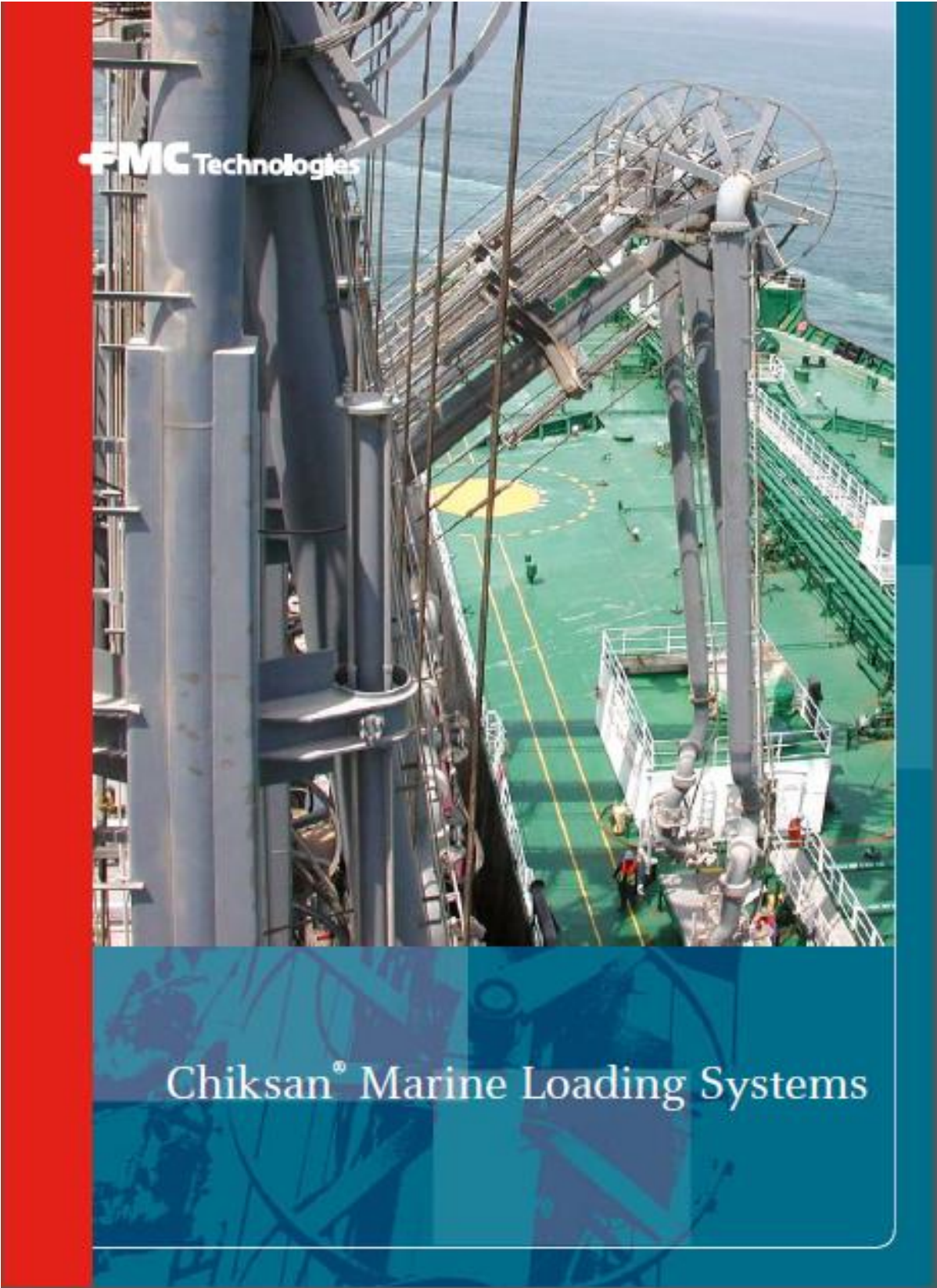
Dibujado por:
Andrés Acuña
J. Antonio Ramírez
L. Fernando Bolívar

Diseño mecánico del sistema de trasiego y
selección de la tecnología de almacenamiento
para una terminal de importación costera de
gas natural licuado (GNL) en Costa Rica

Escala: sin escala

Anexos

Anexo 1. Hoja técnica del brazo de descarga.



Description of a marine loading arm

A Marine Loading Arm is an articulated pipe system for the transfer of liquids or gases. This may be manoeuvred manually or hydraulically.

A marine loading arm comprises several components namely:

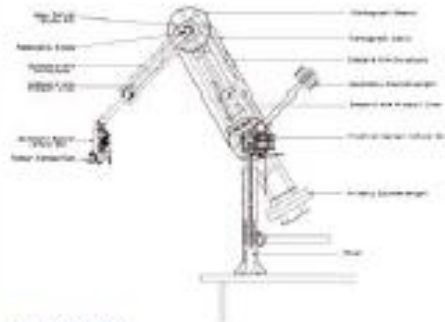
- base riser
- Inboard arm
- Outboard arm

The articulation is assured by swivel arrangements. These arrangements (or styles) allow for complete movement in all planes.

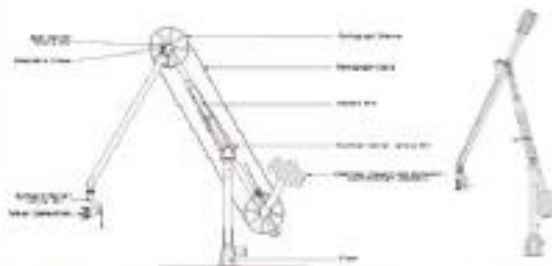
All the swivels incorporated in the styles have in situ replaceable ball races. This exclusive feature ensures the long life of the swivel. This results in lower maintenance costs and downtime whereas conventional swivels showing signs of wear need to be completely replaced at substantial cost and longer delivery.

Models

RCMA: the rotary counterweighted Marine Arm is fully balanced in all positions, the counterweights being combined into one rotating assembly to balance both inboard and outboard arms.
DCMA: the double counterweighted Marine Arm is fully balanced in all positions. Separated counterweights are used to balance the inboard and outboard sections of the arm.
RCMA-S / DCMA-S: the RCMA-S and the DCMA-S are RCMA or DCMA type loading arm with a support structure to a product line. The product line and the structure are connected together at the end of the outboard structure through a horizontal rotation and at the base riser through two coaxial rotations. The other horizontal articulations, therefore, remain parallel but may displace independently in the vertical plane.
FBMA: the fully balanced Marine arm is fully balanced in all positions with two separate counterweights.



Type DCMA/S



Type RCMA

Type FBMA

Key Components of an MLA:

Chiksan Swivel Joints

Swivel joints allow the rotation between two items of a product line whilst ensuring no product leakage, when under pressure or vacuum.

Main characteristics are:

- used for temperature from -46°C (-50°F) to +232°C (+450°F)
- in situ replaceable snap in ball races
- used for pressures: ANSI 150, ANSI 300 or for compressed natural gas (CNG)



Swivel joint for petroleum products



Swivel joint for cryogenic products (-196°C / -321°F)



Overall safety of operations

The FMC couplers allow to connect or disconnect the marine loading arms to the tanker manifold flange. This makes faster and more efficient operations and also enhances the safety of the operators.

Manual Quikcon Coupler

The Chiksan[®] manual Quikcon couplings have three or more clamp assemblies to connect to the ship's manifold flange. The clamp jaws are opened and extended quickly by rotating the exposed large hex headed end of each drawbolt counter clockwise. One "D" ring fitted in a groove of the manual Quikcon coupling flange ensures a positive sealing. A key feature of this coupler is that it can be connected to a large number of flange thicknesses. The Chiksan[®] manual Quikcon makes manual flanging operations faster ever before without the use of special tools. This can be used on new or existing arm as well as on hoses.

Hydraulic Quikcon Coupler

The Quikcon is a hydraulically operated Quick Connect/ Disconnect Coupler (QCDC) based on the Chiksan[®] Quikcon Manual design. During the operation, the jaws of the clamp rotate simultaneously to the correct position as the clamp open or close across the tankers manifold flange. The Hydraulic Quikcon offers faster mating of flanges than possible through manual flanging operations, another FMC innovation for improved operator safety and reduce turnaround time of the tanker.



Hydraulic Chiksan Coupler

For even quicker flanging operations, the hydraulic Quick Connect/Disconnect Coupler allows for connecting up to three different manifold flange diameters without the use of adaptors.



Emergency Release System (ERS)

Allows for almost instantaneous disconnect of the arms from the vessel in the case of an emergency. The ERS system may incorporate various types of single or double valve arrangements to prevent product spillage to meet DCIMF (Oil Companies International Marine Forum) specifications and/or EN 1474 regulations in European Union countries.

Cordless

The Cordless is a compact lightweight control unit which permits the arm selection and movement control from any desired point including the tanker deck manifold area.



Position Monitoring System (PMS Plus)

The FMC Position Monitoring System (PMS Plus) offers an enhanced control of the loading arms, and safety of the terminal using the following functions:

- Constant monitoring of the outer flange position for each arm installed on the jetty
- Alarms redundancy with the proximity switches
- Pre-alarm feature

It ensures the interface in the control room (on a PC) and provides the following additional functions:



- Real time display of the arms position and instances before alarms
- Recording of all the events on the installation, to be used for diagnostic and expertise
- Telemaintenance of the installation

Control panel/Power unit

The panel console displays permanent information relative to the status of the arms and controls the overall movement of the arms. The entire power unit generates hydraulic flow including all the electrical components to manoeuvre the marine loading arms and actuate their accessories.



Onshore/offshore LNG systems

As good locations for new land based terminals become rare and difficult for permitting, there is a trend towards onshore "exposed location" terminals without breakwater protection to cut down cost for offshore terminals based on a GBS (Gravity Based Structure), fixed jetties, a FLNG (Floating LNG terminal) or FSRU (Floating Storage and Regasification Unit). Such LNG installations require high technology offloading systems to ensure reliability and a higher level of enhanced safety compared to standard land based terminals.

Onshore - Conventional jetties



In general connecting and or disconnecting will only be made at land based terminals when the relative motion between the flange of the hydraulic Chiksan QC/DC (Quick Connect Disconnect Coupler) of the arm and the LNG C manifold flange is less than 0.3 to 0.4m depending on the relative velocity of wave induced motion period.

Offshore Installations:

As expected, offshore offloading installations are subject to more pronounced continual movements of the LNG carrier manifold flange.

The desired goal is to transfer LNG with the same level of safety and reliability as at "standard" terminal.

Two approaches are considered:

- Side by Side (SBS) LNG offloading:

To meet the operating requirements from a GBS (Gravity Based Structure), or from an FLNG (Floating LNG) export terminal, or from an FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) with SBS offloading, FMC Technologies proposes solutions for non dedicated LNG carriers based on proven offloading technology. The use of the targeting system is one of the basic requirements.



Onshore - Exposed Locations

To meet the offloading requirements at onshore "exposed locations", it has been necessary to review the main design requirements for the Chiksan Marine Loading Arms.

The Chiksan Marine Loading Arms have been enhanced with the following features :

- the Constant Motion Chiksan swivel joints in service in exposed locations since 1993
- the targeting system for connection/disconnection in severe sea states
- the hydraulic QCDC for connection/disconnection with no damage to the seal due to impact with the manifold flange
- the hydraulic system sized to accept high velocity motion during connection and once connected
- the reinforced support structure of the arm
- the design of the arm for rapid in situ maintenance without the need of outside lifting equipment.





FMC loading systems core values

FMC Technologies is a global solutions provider built on a century-old foundation of world-class products and innovative customer solutions.

FMC Technologies focuses on providing value-added solutions to customer challenges that integrate technologies, systems, products and services. FMC Technologies is structured for optimal responsiveness to customer needs. We are committed to moving quickly and intelligently to capture market opportunities, create solutions-driven technologies, and drive growth and profitability.

FMC Technologies will continue to employ highly motivated, innovative people dedicated to providing solutions that will make our customers more successful in their endeavours. Our people will strive to be the team to call to help our customers meet their challenges.

FMC Technologies has been named the nation's "Most Admired Oil and Gas Equipment, Services" company, ranking first in its industry in FORTUNE magazine's 2005 and 2006 listings of "America's Most Admired Corporations".



www.fmctechnologies.com

FMC Technologies SA
Route des Clérinols - BP 705
89107 Sens Cedex France
TM : 33 (0)3 86 95 87 00
Fax : 33 (0)3 86 95 19 16

FMC Technologies Inc.
1803 Gears Road
Houston, TX 77067 (USA)
Phone: 281 405 3030
Fax: 281 405 3031


2814053031

Anexo 2. Tubería para servicio de GNL con aislamiento al vacío



Vacuum Insulated Piping for LNG Service

Without a doubt the best performing insulated piping available, vacuum insulation has been used for decades in industries where the transfer of cryogenic liquefied gases is used. The LINDE PROCESS PLANTS and PHPK TECHNOLOGIES partnership now brings the LNG INDUSTRY the most reliable and proven method of transferring LNG with the minimum Boil-Off Gas. Vacuum Insulated Piping outperforms conventional mechanically insulated piping with 1/10th the steady state heat leak and other Pipe-in-Pipe "powder insulation" methods by 1/5th the steady state heat leak. Prefabricated in standard lengths up to 80' (27m) and inner diameters up to 42" (1.06m), LINDE/PHPK vacuum insulated piping will save both time and money in the construction and operation of any LNG transfer and transport operation. LNG Export Terminals, Ships, Import Terminals and Peak Shaving Plants can all benefit from the advantages of Vacuum Insulated Piping (VIP).



LINDE/PHPK Experience

Prefabricated vacuum insulated piping has been used for nearly 50 years in critical applications for transferring liquid helium, liquid hydrogen, liquid nitrogen and many other cryogenic liquefied gases. Originally developed for its ultra low cool-down and steady-state heat leak values, VIP has evolved into a safe and economic solution for its dependability, ease of site installation, long term low maintenance insulation, reduced vapor recovery requirements, minimal outside diameter and overall versatility.

LINDE/PHPK vacuum insulated LNG piping is manufactured by LINDE Process Plants at the Port of Catoosa, Oklahoma, USA where direct barge access is available to major US Gulf seaports. LINDE is the world's leader in the Industrial Gas market and one of the largest manufacturer's of cryogenic equipment.

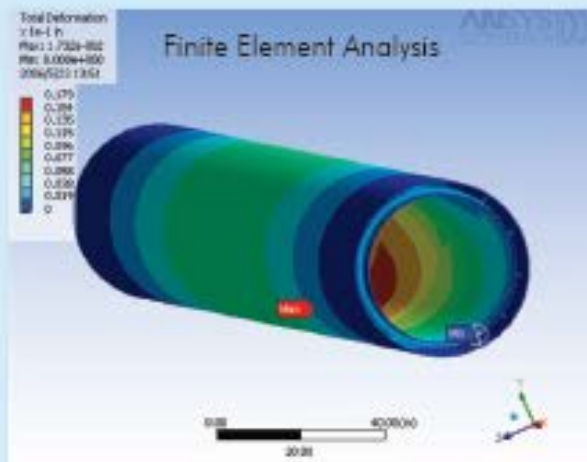
PHPK Technologies brings the partnership more than 15 years of experience designing and manufacturing complex VIP systems for a multitude of customers and industries including NASA launch complexes and test stands, US Navy aircraft carriers, US Government laboratories and test facilities, LNG Peak Shaving facilities and many more. PHPK's engineering and design staff averages over 20+ years experience in the cryogenic industry.

LINDE/PHPK VIP Design and Manufacturing

Starting with the overall system layout we will analyze system flexibility, stresses and loads based on inner and jacket piping materials and wall thicknesses, support structure locations, extreme environmental conditions, and normal and extreme operating conditions using Algor Pipe Plus which has been customized for pipe in pipe analysis. Once successful results are obtained each prefabricated pipe section will be analyzed using a Finite Element Analysis.

Piping system design, fabrication and inspection will be performed as a standard to ASME, ANSI B31.3, NFPA 59A, US Coast Guard and US DOT regulations where applicable. As the LINDE/PHPK partnership is part of a multi-national company, designing, fabricating and testing to other international codes and requirements is not a problem.

Each factory evacuated pipe section will be helium leak tested at a sensitivity of 1×10^{-9} cc/sec before undergoing a two week bake-out, evacuation and retention process to ensure the vacuum insulation integrity.



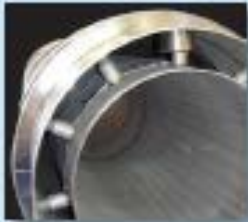
Calculated Steady-State Heat Leak Per Foot for LNG Service

6x8 Spool	1.800 Btu/hr-ft
8x10 Spool	2.898 Btu/hr-ft
16x20 Spool	5.494 Btu/hr-ft
24x30 Spool	8.466 Btu/hr-ft
30x36 Spool	10.047 Btu/hr-ft
36x42 Spool	11.979 Btu/hr-ft
42x48 Spool	13.975 Btu/hr-ft

LINDE/PHPK VIP Standard Features and Options



Standard flush mount combination evacuation port/annular relief port and vacuum test gauge. The flush mount design feature enables easy handling, storage and installation of prefabricated pipe sections with minimal risk of damage. Feature also allows for easy factory or field application of corrosion resistant HDPE or paint coatings and/or optional redundant foam insulation to jacket pipe in case of inaccessible installations.



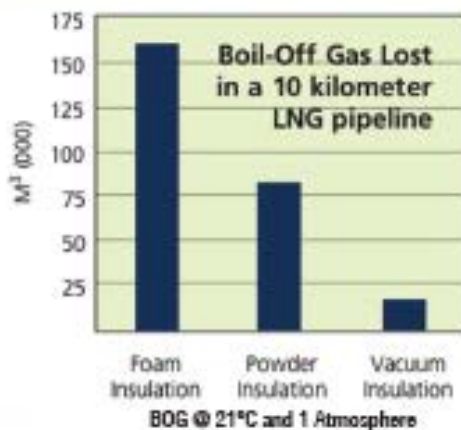
Our standard spacer support design provides high G-load integrity and low heat conduction which is critical to maintaining piping structural integrity while providing the lowest boil-off gas rate during cool down and steady state operations. Field piping supports used for this piping are standard slide plates, guides and anchors. Multi-layer laminar radiation shielding wrapped around carrier line provides the highest degree of radiant heat transfer reduction available.



External expansion bellows are used in our standard above ground piping design to compensate for thermal contraction and expansion between the inner and jacket pipes. Bellows are made of 321 stainless steel for corrosion resistance and designed for a 5,000 cycle life to assure against metal fatigue. A stainless steel cover can also be added for protection. The jacket pipe would be designed and fabricated with a painted or HDPE coated carbon steel material as a standard. Stainless steel jacket can also be supplied for additional corrosion resistance and/or secondary containment.



Internal expansion bellows are used in our standard design where overall system thermal contraction cannot be accommodated. Bellows are made of multi-ply 304 stainless steel and are provided with a stainless steel liner to prevent squirting, reduce pressure drop and fluid turbulence. The length of the bellows and number of plies is dependent on the designed operating pressure, amount of contraction to be accommodated and desired cycle life. The use of inner bellows will allow the inner pipe to contract without movement of the outer jacket pipe thus eliminating the need for expansion loops.



Comparison of Boil-Off Gas (BOG) generated based on two (2) 10 Kilometer long 24" pipelines transferring 130,000 M³ of LNG at a rate of 228 M³ per minute.

Heat Leak Values:

Foam: 0.26 w/m²k

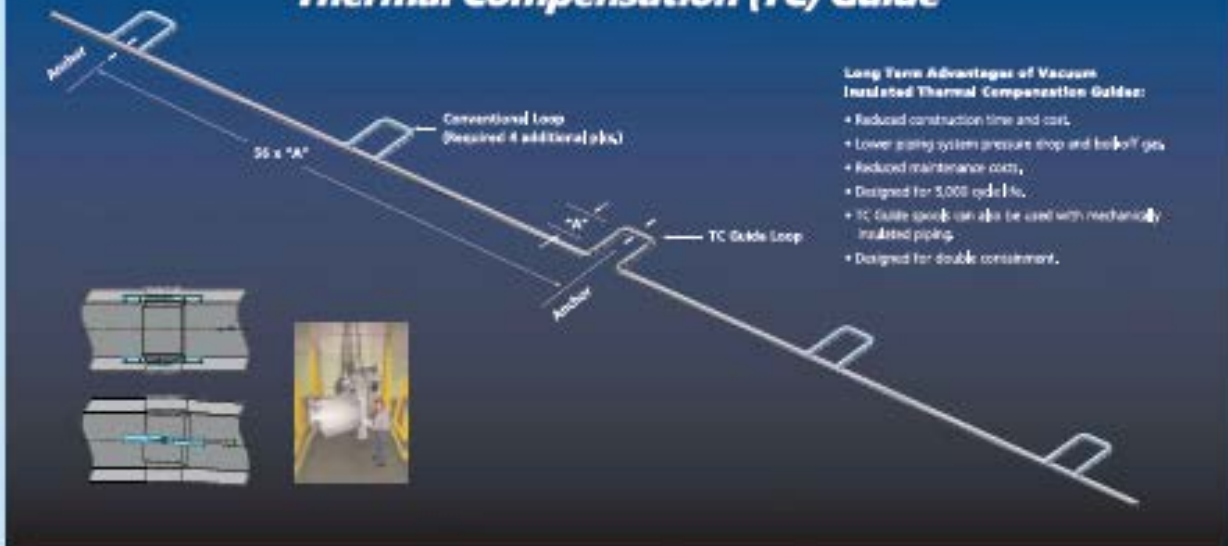
Powder: 0.13 w/m²k

Vacuum: 0.026 w/m²k

Why Choose Vacuum Insulated LNG Piping?

- Reduced installation time and labor costs
- Reduced maintenance costs and down time
- Faster cool down with lower BOG
- Fewer expansion loops required with TC Guide spoofs
- Prefabricated expansion loop skids and riser modules available
- Remote vacuum and/or temperature monitoring available
- Lower heat leak resulting in:
 - Less boil off gas (BOG)
 - Less reliquefier usage
 - Less compressor usage
 - Longer transfer distances
 - Smaller pipe diameters possible

Thermal Compensation (TC) Guide



For Further Information Contact:

Brad Kitzel
 Technical Sales Director
 Linde/PHPK LNG Piping
 Tel : 850-916-2915
 Mobile: 850-723-9641
 Email: bkitzel@phpk.com



Linde Process Plants, Inc
 Div. Of Linde Engineering
 6100 South Yale Ave, Suite 1200
 Tulsa, OK 74136 USA
 www.lppusa.com



PHPK Technologies
 Engineered Cryogenic Systems
 2111 Builders Place
 Columbus, OH 43204 USA
 www.phpk.com

NIKKISO CRYOGENIC PUMP

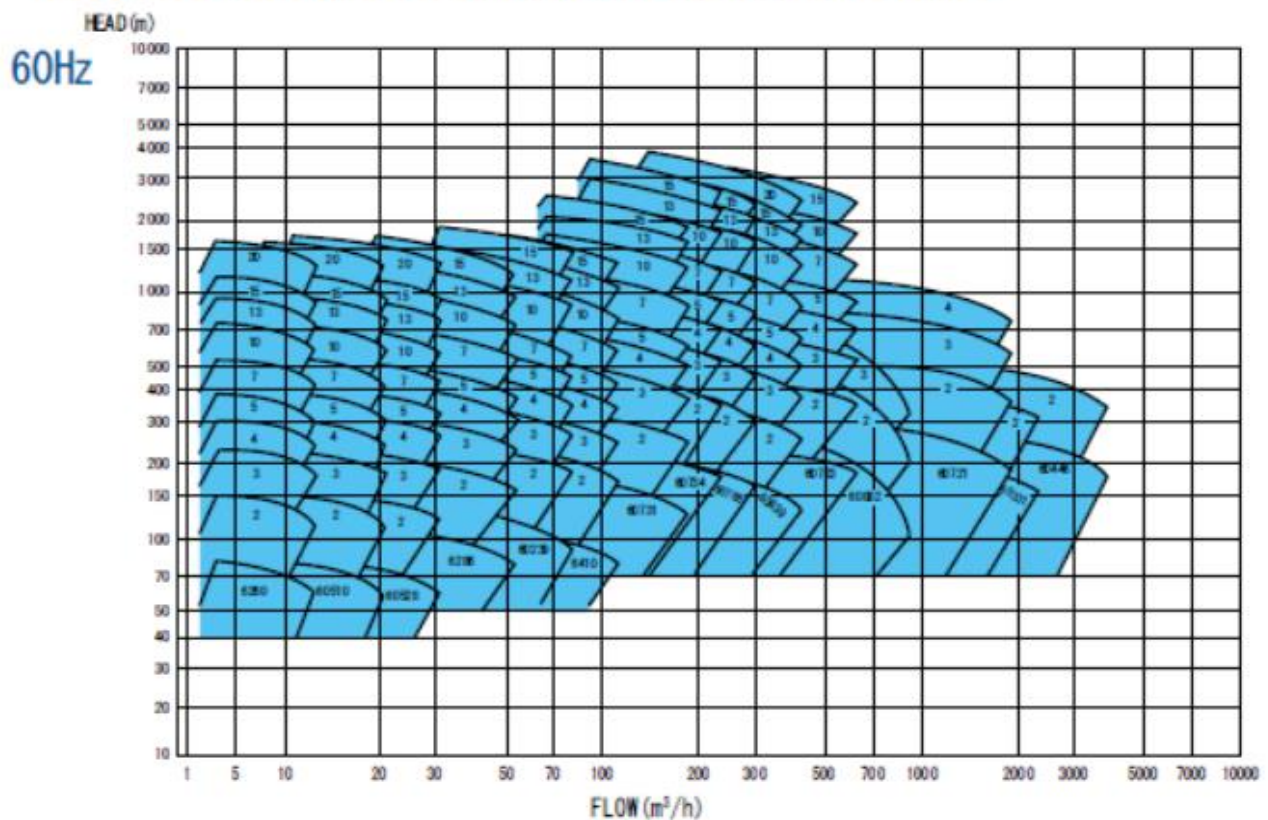
PUMP SELECTION

NIKKISO will select pump components to meet all combinations of flow and pressure conditions. Optimum pump capacities are accomplished by selecting high efficiency impellers for flow rates and selecting the number of stages to meet pressure requirements.

Pump Model Designations are:



TYPICAL PERFORMANCE OF NIKKISO-CRYOGENIC PUMPS



MOTOR SELECTION - FEATURES AND OPTIONS

Type:	Submerged, 3 -phase induction motor	Windings:	Formed wound/random wound.
Frequency:	50/60Hz	Insulation:	Vacuum pressure impregnation using special cryogenic varnish, class F.
Voltage:	200/400/3000/3300/6000/6600V, etc.	Starting:	Full voltage start (standard) Optional Reduced voltage VFD
No. of Poles:	2/4		
Time Rating:	Continuous		

Anexo 4. Ley 7356, Del Monopolio Estatal de Hidrocarburos Administrado por RECOPE
"Establece Monopolio a favor del Estado para la Importación, Refinación y Distribución de
Petróleo, Combustibles, Asfaltos y Naftas"

“MONOPOLIO EN FAVOR DEL ESTADO PARA LA IMPORTACION, REFINACION
Y DISTRIBUCION AL MAYOREO DE PETROLEO CRUDO, SUS COMBUSTIBLES
DERIVADOS, ASFALTOS Y NAFTAS.

Artículo 1º- La importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo y sus derivados, que comprenden combustibles, asfaltos y naftas, para satisfacer la demanda nacional, son monopolio del Estado.

Artículo 2º- El Estado concede la administración de ese monopolio a la empresa pública Refinadora Costarricense de Petróleo Sociedad Anónima (RECOPE S.A.), para el desempeño de las actividades descritas en el artículo anterior, en tanto su capital accionario pertenezca en su totalidad al Estado.

Artículo 3º- El Estado no podrá ceder, enajenar ni dar en garantía ninguna acción representativa del capital de la Refinadora Costarricense de Petróleo Sociedad Anónima.

Artículo 4º- Rige a partir de su publicación.”