

Universidad de Oriente
Núcleo de Anzoátegui
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas
Departamento de Ingeniería Química



**“REALIZACIÓN PRELIMINAR DEL DISEÑO DE UNA PLANTA DE
GAS NATURAL LICUADO (GNL)”**

REALIZADO POR:

Briñez, Angélica	C.I: 15.632.369
González, Carlos	C.I: 10.838.972

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al título de:
INGENIERO QUIMICO**

Barcelona, Agosto de 2010.

Universidad de Oriente
Núcleo de Anzoátegui
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas
Departamento de Ingeniería Química



**“REALIZACIÓN PRELIMINAR DEL DISEÑO DE UNA PLANTA DE
GAS NATURAL LICUADO (GNL)”**

Ing. Nelson Ferreira

Barcelona, Agosto de 2010.

Universidad de Oriente
Núcleo de Anzoátegui
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas
Departamento de Ingeniería Química



**“REALIZACION PRELIMINAR DEL DISEÑO DE UNA PLANTA DE
GAS NATURAL LICUADO (GNL)”**

JURADOS

Ing. Nelson Ferreira
Asesor Académico

Barcelona, Agosto de 2010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:

“los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, el cual participará al consejo universitario”.

DEDICATORIA

SENCILLAMENTE PARA USTEDES:

JULIANA DE LOURDES DE GONZÁLEZ

FLOR DE MARÍA GONZÁLEZ HERNÁNDEZ

A DIOS porque sé que lo he recibido proviene de EL, porque deseo para mi carrera lo que EL quiera para ella. Porque me ha dado todo, porque? Encomienda a Jehová tu camino, y espera en él; y el hará (SALMOS 37:5).

A mi núcleo familiar porque han sido los que con amor y dedicación me ayudaron.

A todos aquellos en quien confío y amo, y pueda bendecir a través de este logro.

AGRADECIMIENTOS

En especial a mi DIOS, mi Virgen del Valle, mi madre Juliana de Lourdes de González, mi hermana que esta con mi DIOS y será eterna Flor de María González Hernández (FLORIANA) seguirá cantando porque perteneció a la mejor orquesta musical de toda Venezuela y será de los MELODICOS para siempre.

Mi preciosa Clarinka Viloría, siempre ha estado en las buenas y en las malas es sencillamente mi mitad T .Q. M. y mas M.M.....!

En primer lugar a DIOS, por ser la motivación principal cuando las cosas no salían tan bien, por haber estado siempre a mi lado, por permitirme contemplar su amor, misericordia y cuidado. Por darme una esperanza viva, por permitir todas y cada una de las experiencias en mi vida porque sé que a los que le amamos todas ayudan a bien.

A mis padres, Maritza de Benavides, Jesús Benavides y Rafael Briñez, por brindarme el apoyo, amor y exhortación pues se que han sido instrumentos de DIOS para guiarme a través de los años.

A mis primeras maestras y madres, abuela Celsa y tía Milagros, por haber sido pilares en los años mas importantes y de los cuales tengo gratos recuerdos por todo el amor, cuidado y disciplina.

A mis hermanos, María Angélica, María Jesús, Teresa y Rafael por tanta alegría, dulzura y amor.

A Carly Candury, María Rincones, Arelys Blanco, Glismar Flores y a toda mi lista de amigos, por brindarme su amor, compañía, alegría, consejos, ayuda, protección, respeto y momentos invaluable que me hacen comprender el calibre del amor de mi padre celestial. No hay amigos mejores en la tierra. No los cambio.

A Diana Marina Pérez, José Ramírez, Luis Clemente y Hermes barreto, por sus oportunos consejos. A las mujeres de oración y a toda la I.B Jesucristo es el camino, por sostenerme en todas las situaciones por las que pase en la universidad.

RESUMEN

El diseño preliminar de una planta de gas natural licuado comprende de muchos parámetros, los cuales, requieren de estudios minuciosos de empresas especializadas en operaciones de planta de exportación de GNL con una capacidad nominal estimada acorde con la cantidad de gas alimentación y la composición específica de entrada a la planta. La planta procesa el gas natural de los yacimientos de gas en la región seleccionada para dicho proyecto. La planificación de ingeniería de detalle en todo lo referente a los componentes involucrados en tratamiento y licuefacción va a depender de la inversión de recursos que se dispongan para el diseño de la planta gas natural licuado. En la presente monografía se desarrollara un diseño preliminar de una planta de gas natural licuado tomando como referencia la composición de un gas de alimentación libre de sulfuro de hidrogeno y de una alta composición de metano y etano y cantidades despreciables de líquidos de gas natural. De acuerdo a esta composición se hizo un estudio específico del montaje de equipos e infraestructura de una planta de gas natural licuado. El pre enfriamiento y licuefacción del gas natural se desarrollo mediante el proceso de propano pre-enfriado y mezcla de refrigerante de la empresa Air Products and Chemicals, Inc. (APCI C3MR), que utiliza dos tipos de ciclos de refrigeración para pre-enfriar y licuar el gas de alimentación. El gas de alimentación es pre-enfriado utilizando el ciclo de propano como refrigerante a niveles distintos de presiones y temperaturas. Y el ciclo de mezcla refrigerante a alta presión es enfriada con el mismo ciclo de propano, antes de ser enviadas ambas corrientes al intercambiador de calor criogénico principal (ICCP), donde son enfriadas aun más y es totalmente condensado en un paquete estructurado de cold box o cajas frías en esta unidad criogénica. Una vez licuado, en el intercambiador criogénico principal, la presión del GNL es reducida por medio de una válvula de control para sub-enfriar el gas y poder enviarlo a los tanques de almacenamiento. El GNL que entra a los tanques de almacenamiento tiene una presión aproximada a la atmosférica y una temperatura de -260°F , luego es distribuido mediante una

infraestructura portuaria diseñada para dicha planta cumpliendo con normas de control y seguridad aplicadas para el manejo y despacho de gas natural licuado.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
RESUMEN	ix
CONTENIDO	xi
LISTA DE TABLAS.....	xv
LISTA DE FIGURAS	xvi
CAPITULO I	18
ELPROBLEMA	18
OBJETIVOS	20
Objetivo General.....	20
Objetivos Específicos.....	20
Alcances y limitaciones.....	21
Justificación e importancia.....	21
CAPITULO II	22
MARCO TEORICO.....	22
2.1 Antecedentes.....	22
2.2 Aspectos generales	23
2.2.1 Gas natural.....	23
2.2.1.1 Clasificación del gas natural según su composición	24
2.2.1.1.1 Gas ácido.....	24
2.2.1.1.2 Gas dulce.....	25
2.2.1.1.3 Gas húmedo o rico.....	25
2.2.1.1.4 Gas pobre	25
2.3 Tratamiento del gas natural	25
2.3.1 Proceso de endulzamiento de gas	26
2.3.1.1 Proceso de endulzamiento de gases ácidos con aminas.....	26
2.3.4 Deshidratación del gas natural.....	27
2.3.6 Proceso de remoción de mercurio	29
2.4 Gas natural licuado (gnl).....	29

2.4.1	Propiedades del GNL.....	30
2.4.2	Densidad del gas natural licuado.....	30
2.5	Licuefacción del gas natural.....	30
2.5.1	Ciclo de refrigeración.....	31
2.6	Circuitos de licuefacción del gas natural.....	32
2.7	Almacenamiento de gas natural.....	33
2.8	Sistemas de protección para el almacenaje de gnl.....	34
2.8.1	Contención Primaria.....	35
2.8.1.1	Tanques de contención sencilla.....	36
2.8.2	Contención secundaria.....	37
2.8.2.1	Tanques de contención completa.....	38
2.9	Instalaciones portuarias.....	38
2.9.1	Pantalal de carga de GNL.....	39
2.10	Tipos de riesgos asociados con el gnl.....	40
2.10.1	Percepción del riesgo:.....	41
2.10.1.1	Explosión.....	41
2.10.1.2	Nubes de vapor.....	41
2.10.1.3	Líquido congelante.....	41
2.10.1.4	Rollover.....	42
2.10.1.5	Fase de transición acelerada.....	42
2.10.1.6	Terrorismo.....	43
2.10.1.7	Terremotos.....	44
2.10.1.8	Incidentes marítimos.....	44
2.10.1.9	Incidentes de operación.....	45
2.10.1.10	Incendios.....	45
2.11	Medidas de seguridad de la planta de gnl.....	45
CAPITULO III.....		47
DESARROLLO DEL PROYECTO.....		47
3.1	Bases y criterios de diseño.....	47
3.2	Desarrollo de los objetivos.....	48
3.2.1	Descripción de los procesos de obtención de gas natural licuado.....	48
3.2.1.1	Proceso APCI C3MR propano pre-enfriado mezcla refrigerante de la empresa Air Products Chemicals, Inc.....	48
3.2.1.2	Proceso Black & Veatch PRICO.....	50

3.2.1.3 Proceso en cascada con mezcla refrigerante (MCF).....	52
3.2.1.4 Proceso en cascada optimizada de Phillips (PCOP)	53
3.2.1.5 Proceso Axens Liquefin.....	55
3.2.2 Desarrollo de un modelo preliminar de proceso de licuefacción de gas natural, identificando los equipos	56
3.2.2.1 Tratamiento del gas natural (Proceso 1)	56
3.2.2.1.1 Unidad receptora del gas de alimentación (FRU).....	57
3.2.2.1.2 Unidad de retiro de gas ácido (AGRU)	58
3.2.2.1.3 Unidad deshidratadora.....	59
3.2.2.1.4 Absorbedor de carbón activado para la remoción de mercurio	60
3.2.2.2 Pre-enfriamiento y licuefacción (Proceso 2).....	60
3.2.2.2.1 Unidad de refrigeración/licuefacción	62
3.2.2.2.1.1 Circuito de propano	63
3.2.2.2.1.2 Circuito de mezcla refrigerante (MR).....	64
3.2.2.3 Almacenamiento y entrega del gas natural licuado al buque tanque (Proceso 3)	66
3.2.2.3.1 Almacenamiento de GNL.....	66
3.2.2.3.2 Instalaciones marinas	68
3.2.2.3.3 Puente de caballetes.....	69
3.2.2.3.4 Rompeolas.....	70
3.2.2.3.5 Canal de acceso para navegación de buque-tanques de GNL	70
3.2.2.3.6 Atracadero del buque-tanque y muelle de carga de GNL.....	71
3.2.2.3.7 Atracaderos para remolcadores.....	72
3.2.2.3.8 Muelle de servicios.....	72
3.2.2.3.9 Manejo del vapor.....	73
3.2.2.3.10 Ayudas de navegación.....	74
3.2.2.3.11 Brazos de carga de GNL.....	74
3.2.2.3.12 Drenaje y contención de derrames de GNL.....	75
3.2.2.3.13 Estructuras de defensas laterales y de amarre.....	76
3.2.2.3.14 Torre de acceso	76
3.2.2.3.15 Asistencia para el atraque de buques y sistema de monitoreo de carga de GNL.....	76

3.2.3 Dimensionamiento de los equipos principales que conforman el proceso de gas natural licuado.	77
3.2.3.1 Dimensionamiento de los compresores.....	80
3.2.3.1.1 Muestra de cálculo de los compresores.....	80
3.2.3.1.1.1 Dimensionamiento del compresor de propano K-3-C3 ...	81
3.2.3.2 Dimensionamiento de los intercambiadores de calor criogénico..	82
3.2.3.2.1 Muestra de cálculo de los Intercambiadores de calor criogénico.....	84
3.2.3.2.1.1 Dimensionamiento del Intercambiador de calor criogénico E-100.....	84
3.2.4 Señalar las ventajas del sistema de refrigeración desarrollado en el proceso de licuefacción de gas natural.	85
CAPITULO IV	87
RESULTADOS Y DICUSIONES	87
CONCLUSIONES.....	91
BIBLIOGRAFIA	92
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	94

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 2.1.</i> - Puntos de ebullición y congelación de los componentes principales del gas natural.	31
Tabla 3.1. Composición de GNL.	47
<i>Tabla 3.2.</i> - Especificaciones de diseño del gas natural de alimentación en la unidad de refrigeración y licuefacción de la planta de GNL en Melchorita, Perú.60	
<i>Tabla 3.3.</i> - Composición del gas natural licuado de la planta de GNL de Melchorita, Perú.	61
<i>Tabla 3.4.</i> - Especificaciones de diseño del ciclo de propano.	61
<i>Tabla 3.5.</i> - Especificaciones de diseño del ciclo de mezcla refrigerante.	61
<i>Tabla 3.6.</i> - Composición en el ciclo de mezcla refrigerante.	61
<i>Tabla 4.1.</i> - Especificaciones de diseño de compresores en el ciclo de propano.87	
<i>Tabla 4.2.</i> - Especificaciones de diseño de compresores en el ciclo de mezcla refrigerante.	88
<i>Tabla 4.3.</i> - Especificaciones de diseño de los intercambiadores de calor criogénico (gas natural-propano).	88
<i>Tabla 4.4.</i> - Especificaciones de diseño de los intercambiadores de calor criogénico (mezcla refrigerante-propano).....	89
<i>Tabla 4.5.</i> - Especificaciones de diseño de los intercambiadores de calor criogénico (gas natural-mezcla refrigerante).	89
<i>Tabla 4.6.</i> - Porcentaje de desviación de la temperatura de salida del GNL.	90

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 2.1.- Principales componentes de una muestra del gas natural.</i>	24
<i>Figura 2.2.- Proceso de endulzamiento de gas acido con aminas.</i>	27
<i>Figura 2.3.- Diagrama de flujo de una planta de endulzamiento con aminas.</i>	27
<i>Figura 2.4.- Proceso de deshidratación de gas con Trietilenglicol (TEG).</i>	29
<i>Figura 2.5.- Ciclo termodinamico del circuito de refrigeracion con propano.</i>	32
<i>Figura 2.6.- Tanque de almacenaje de GNL.</i>	34
<i>Figura 2.7.- Estructura interna y externa del tanque de GNL.</i>	34
<i>Figura.2.8.- Condiciones Críticas de Seguridad.</i>	35
<i>Figura 2.9.- Tanques de contención sencilla.</i>	36
<i>Figura 2.10.- Tanques de contención secundaria.</i>	37
<i>Figura 2.11.- Tanques de contención completa.</i>	38
<i>Figura 2.12.- Muelles de atraque de buques metaneros.</i>	39
<i>Figura 2.13.- Líneas de carga de GNL.</i>	40
<i>Figura 3.1. - Proceso C3MR APCI.</i>	49
<i>Figura 3.2.- Variación de la temperatura del gas natural y refrigerante con el cambio de la entalpia.</i>	50
<i>Figura 3.3. – Caja fría del proceso PRICO.</i>	51
<i>Figura 3.4. - Proceso PRICO.</i>	52
<i>Figura 3.5.- El proceso MFC de Statoil-Linde.</i>	52
<i>Figura 3.6.- Intercambiador criogénico de tubos en espiral.</i>	53
<i>Figura 3.7.- Proceso en cascada optimizada de Phillips (PCOP).</i>	54
<i>Figura 3.8.- Variación de la temperatura vs cambio de entalpia.</i>	54
<i>Figura 3.9.- Proceso Axens Liquefin.</i>	55
<i>Figura 3.10.- Diseño de la planta de GNL.</i>	56
<i>Figura 3.11.- Proceso 1.</i>	57
<i>Figura 3.12.- Proceso 2.</i>	62
<i>Figura 3.13.- Esquema simplificado de los ciclos de propano y mezcla refrigerante del proceso APCI C3MR.</i>	63
<i>Figura 3.14.- Esquema simplificado del circuito de licuefacción con mezcla refrigerante.</i>	65
<i>Figura 3.15.- Plano general de las instalaciones marinas.</i>	68
<i>Figura 3.16.- Construcción de las instalaciones marinas.</i>	69

<i>Figura 3.17.-</i> Puente de caballetes.....	69
<i>Figura 3.18.-</i> Remolcadores y metanero en zona de carga.	72
<i>Figura 3.19.-</i> Brazos de carga de GNL.....	75
<i>Figura 3.20.-</i> Especificaciones de temperatura y presión de la corriente de alimentación de gas natural seco en el simulador PROII 8.1.....	78
<i>Figura 3.21.-</i> Especificaciones composición y flujo total de la corriente de alimentación de gas natural seco en el simulador PROII 8.1.....	78
<i>Figura 3.22.-</i> Especificaciones del paquete de dato termodinámico en el simulador PROII 8.1.	79
<i>Figura 3.23.-</i> Ubicación del compresor K-3-C3 en el simulador PROII 8.1.	81
<i>Figura 3.24.-</i> Reporte del compresor K-3-C3 en el simulador PROII 8.1.....	82
<i>Figura 3.25.-</i> Reporte del simulador PROII 8.1 del equipo E-100.....	84
<i>Figura 3.26.-</i> Ciclo de nitrógeno expandido AP-X.	86

CAPITULO I

ELPROBLEMA

La planta de Gas Natural Licuado (GNL) debe poseer consideraciones técnicas importantes tales como la composición, temperatura y presión del gas de entrada, la capacidad nominal de la planta de licuefacción, las especificaciones del GNL a venta, la zona de emplazamiento de la infraestructura y transporte del GNL. El diseñador debe definir, a partir de esos datos, el tamaño y número de trenes de licuefacción tomando previamente métodos específicos de eliminación de gases ácidos, agua, remoción de metales pesados así como también, proceso de enfriamiento y licuefacción (incluyendo intercambiadores criogénicos para el tipo de tratamiento de pre-enfriamiento y licuefacción), tipo y tamaño de turbinas para los compresores, medio refrigerante exterior (aire o agua), tamaño y número de los tanques de almacenamiento acordes a los principios de seguridad de almacenaje y descarga de gas licuado. El negocio del gas natural licuado implica inversión de recursos con una rentabilidad a muy corto plazo si se efectúan los estudios correspondientes al sistema de suministro de gas natural a la planta y el acceso de forma confiable a la zona de recepción de carga de los productos del gas licuado.

El Gas Natural es una mezcla de hidrocarburos livianos donde el principal componente es el metano (CH_4), es un ventajoso combustible para el uso industrial y domestico. El gas natural alimentado a una planta de gas licuado, viene de los campos de producción y es enviado a diferentes sistemas de tratamientos con el propósito de extraer contaminantes. Estos contaminantes son extraídos del gas para evitar que se congelen y dañen los equipos cuando el gas es enfriado a la temperatura de licuefacción y para cubrir las especificaciones de los gasoductos en el punto de entrega cuando es regasificado.

El gas natural licuado (GNL) es gas enfriado hasta el punto que se condensa a un líquido, lo cual ocurre a una temperatura de aproximadamente -260°F a presión casi atmosférica. La licuefacción reduce hasta 600 veces el volumen del gas, haciéndolo así más económico para almacenar en tanques refrigerados y transportarlo entre regiones por medio de embarcaciones marítimas especiales o vehículos de transporte terrestres donde los sistemas por tuberías tradicionales serían menos atractivos económicamente. De esta manera, la tecnología del GNL hace disponible el gas natural en muchos países.

En la determinación del proceso de licuefacción apropiado para el diseño preliminar de una planta de gas natural licuado, requiere de años de investigaciones y estudios técnicos de ingeniería basados en datos de campo de yacimientos disponibles para la producción, de acuerdo a este principio, se establecen análisis específicos de infraestructuras apropiadas para el circuito de refrigeración de la planta y poder lograr la producción de gas natural licuado con la temperatura y presión necesaria para el almacenaje.

Se desarrollara condiciones de diseño preliminar necesarios para modelar un proceso de licuefacción de una planta gas natural, mediante un circuito de refrigeración modelado por un simulador PROII 8.1. Los resultados de este simulador nos dará el gas natural licuado para el almacenaje. Dichos resultados debemos analizar y poder determinar algunas condiciones de específicas para el dimensionamiento de algunos equipos, y de poder permitir un mejor enfoque de soluciones a problemas que pudiesen surgir y adecuarlos a nuevas condiciones de diseño.

OBJETIVOS

Objetivo General

Realizar un diseño preliminar de una planta de gas natural licuado (GNL).

Objetivos Específicos

1. Describir los procesos de obtención de gas natural licuado.
2. Desarrollar un modelo preliminar de proceso de licuefacción de gas natural, identificando los equipos.
3. Dimensionar los equipos principales que conforman el proceso de gas natural licuado.
4. Señalar las ventajas del sistema de refrigeración desarrollado en el proceso de licuefacción de gas natural.

Alcances y limitaciones

El alcance del proyecto viene dado por el establecimiento de parámetros adecuados para el desarrollo del diseño preliminar de una planta de gas natural licuado, tomando como referencia un estudio de infraestructura de una planta de gas natural licuado ya establecida, la base de diseño se fundamenta en un circuito de refrigeración empleando un proceso de licuefacción con propano pre-enfriado y mezcla refrigerante de la empresa Air Products and Chemicals, Inc. (APCI C3MR).

Justificación e importancia

Al conocer información de estas empresas y utilizar herramientas valiosas como simuladores de procesos, podemos desarrollar infraestructuras de plantas de gas natural licuado en nuestro país y adaptarlas a nuevos cambios que se produzcan a futuro y poder determinar la rentabilidad de estos procesos de refrigeración en el desarrollo de investigaciones de nuestros campos de producción de gas natural.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes

Miller, J. Carmona, P y Lezama, A This paper was presented at the 6th Doha Conference on Natural Gas, held 29 October-1 November 2007 in Doha, Qatar, by Vince Atma Row, Product Manager, Gas Processing and Refineries at Johnson Matthey Catalysts.. El procesamiento de gas natural dependerá de la composición original de gas en el yacimiento. Most produced gas must be treated before the consumer can use it, and there were nearly 2,000 gas processing plants operating around the world as of mid-2006. La mayoría de gas producido debe ser tratado antes de que el consumidor pueda usarlo, existen cerca de 2.000 plantas de procesamiento de gas natural licuado GNL operando en todo el mundo contadas a partir del año 2006. These plants range from relatively simple plants, where oil, impurities (if present), and water are removed from the produced gas, to complex plants. Estas plantas van desde plantas relativamente simples, hasta instalaciones complejas. In the latter, various hydrocarbon compounds are separated from the gas stream and large quantities of gas, liquids, and water are handled, as per figure En instalaciones complejas, los compuestos de hidrocarburos gaseosos pesados y livianos se separan de la corriente de gas y grandes cantidades de gas licuado, se modifica a especificaciones de venta. Los clientes exigen que el gas que se les entreguen y cumpla determinadas adecuaciones de composición, temperatura y presión

Vince, A. Históricamente, el gas ha sido producido y consumido localmente. Esto ha dado lugar a grandes diferencias en las especificaciones del producto establecidas por los clientes. La aparición del gas como fuente mundial de energía se traducirá inevitablemente en las demandas de mayor flexibilidad. El procesamiento de gas y las etapas de licuefacción tendrán que ser capaz de

manejar cambios en la composición del gas crudo como la vida vegetal existente en el planeta. Solo las condiciones ambientales y las limitaciones metalúrgicas imponen límites a la pureza del gas en toda la planta de procesamiento de gas natural licuado (GNL). Las ventas al contado de gas a los diferentes mercados introducen problemas en el cumplimiento de los valores calorífico superior (PCS) y el Número de Wobbe.

Powers, B. El Complejo Eco Electra, situada en Ponce, Puerto Rico, es un buen ejemplo del nivel de industrialización que se puede esperar alrededor de una planta de recepción de GNL. El proyecto Eco Electra incluye tanto una planta de ciclo combinado operada mediante la quema de gas como una planta de desalinización. La planta de generación de energía es un cliente ideal para la instalación y recepción de GNL, ya que requiere un suministro grande y relativamente continuo de gas natural.

2.2 Aspectos generales

2.2.1 Gas natural

El gas natural es una mezcla homogénea de gases de composición variable de hidrocarburos parafinados los cuales responden a la fórmula C_nH_{2n+2} con cantidades menores de gases inorgánicos, como el Nitrógeno (N_2), Dióxido de carbono (CO_2) y pequeñas porciones de compuestos de azufre tales como el ácido sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno (H_2S). Estos últimos pueden ocasionar verdaderos problemas operacionales (corrosión en los equipos y tubería). El componente principal del gas natural es el metano (CH_4), cuyo contenido varía generalmente entre 60% y 90 % en volumen. Contiene también, etano, propano, butano y componentes hidrocarburos más pesados en proporciones menores y decrecientes. Por su origen, el gas natural se clasifica en asociado y no asociado. El gas asociado es aquel que se encuentra en contacto o disuelto en el petróleo del yacimiento. El gas no asociado, por el contrario, es aquel que se encuentra en yacimientos y que no contienen crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales. En los yacimientos, generalmente, el gas natural asociado se encuentra como gas húmedo ácido, mientras que el no asociado puede hallarse como

húmedo ácido, húmedo dulce o seco. A continuación se muestra en la **Figura 2.1**, los principales componentes del gas natural en Venezuela.

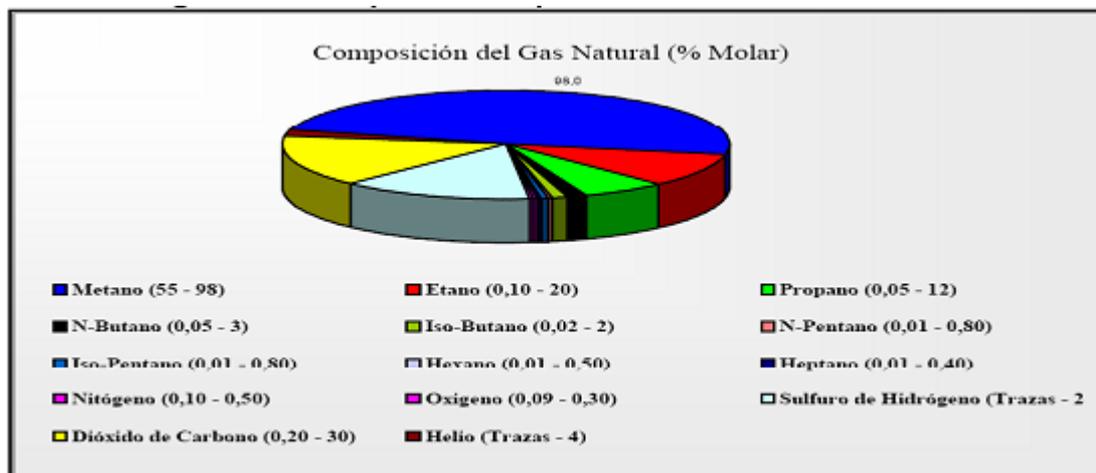


Figura 2.1.- Principales componentes de una muestra del gas natural.

2.2.1.1 Clasificación del gas natural según su composición

Siendo la composición del gas natural un parámetro de gran importancia, lo clasificamos de la siguiente manera:

2.2.1.1.1 Gas ácido

Este es un gas cuyo contenido de sulfuro de hidrógeno (H_2S) es mayor que 0,25 granos por cada 100 pies cúbicos normales de gas por hora: (mayor de 0,25 granos/100 PCNH). Esto equivale a cuatro partes por millón, en base a volumen (4 ppm, Volumen de H_2S). En el Sistema Británico de Unidades esto significa, que hay 4 lbmol de H_2S / 1×10^6 lbmol de mezcla. La GPSA, define a un gas ácido como aquel que posee más de 1,0 grano/100 PCN o 16 ppm, Volumen de (H_2S). Si el gas está destinado para ser utilizado como combustible para rehervidores, calentadores de fuego directo o para motores de compresores puede aceptarse hasta 10 granos de H_2S /100 PCN. La norma 2.184 válida para tuberías de gas, define a un gas ácido como aquel que contiene más de 1 grano de H_2S /100 PCN de gas, lo cual equivale a 16 ppm, V de (H_2S).

Existen también otros gases de naturaleza ácida, como son por ejemplo el Sulfuro de Carbonilo (COS). Este es un compuesto inestable, corrosivo y tóxico, que se descompone en ($H_2S + CO_2$). Los Mercaptanos, los cuales se pueden representar a través de la siguiente fórmula (RSH), son compuestos inestables y de alto grado de corrosión, en muchos casos reaccionan con algunos solventes, descomponiéndolos. Los disulfuros, como por ejemplo el disulfuro de Carbono (CS_2). En términos generales, se considera que un gas es apto para ser transportado por tuberías, cuando contiene una cantidad menor o igual 4 ppm de H_2S ; menor o igual de 3% de CO_2 .y menor 6 a 7 lb de agua por millones de pies cúbicos normales de gas (MMPCN).

2.2.1.1.2 Gas dulce

Este es un gas que contiene cantidades de H_2S , menores a cuatro partes por millón en base a volumen (4 ppm, V) y menos de 3% en base molar de CO_2 .

2.2.1.1.3 Gas húmedo o rico

La mezcla que compone el gas natural en los yacimientos tiene un alto contenido de hidrocarburos que se licuan en la superficie (propano, butanos y gasolina natural) y pueden recuperarse comercialmente.

2.2.1.1.4 Gas pobre

Es gas natural cuyo componente principal es metano CH_4 y no posee suficiente contenido de hidrocarburos líquidos que puedan recuperarse comercialmente.

2.3 Tratamiento del gas natural

El gas natural que proviene de los pozos perforados durante la explotación de un yacimiento, generalmente posee características que lo hacen inadecuado para su distribución y consumo. Por esta razón, en la mayoría de los casos, los campos productores de gas cuentan entre sus instalaciones con plantas de tratamiento. En ellos el gas procedente de los pozos se adecua para el consumo, tanto doméstico como industrial.

2.3.1 Proceso de endulzamiento de gas

Este proceso tiene como objetivo la eliminación de los componentes ácidos del gas natural, en especial el Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) y Dióxido de Carbono (CO_2). Aunque, otros componentes ácidos como lo son el Sulfuro de Carbonillo (CO_S) y el disulfuro de Carbono (CS_2), son de importancia debido a su tendencia a dañar las soluciones químicas que se utilizan para endulzar el gas. Por lo general, estos componentes, no se reportan dentro de la composición del gas que a tratar.

El término endulzamiento es una traducción directa del inglés, en español el término correcto debería de ser “des acidificación”. El términos generales, se puede decir que la eliminación de compuestos ácidos (H_2S y CO_2) mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas de absorción-agotamiento utilizando un solvente selectivo. El gas alimentado se denomina “amargo”, el producto “gas dulce”. Para que el proceso de endulzamiento del gas natural, tenga un alto grado de eficiencia, se debe comenzar por analizar la materia prima que se va a tratar. De hecho el contenido de las impurezas forma parte de los conocimientos que se deben dominar a la perfección para entender y hacerle seguimiento a los diseños.

Los procesos de endulzamiento del gas natural se pueden realizar a través de procesos de absorción, de adsorción, de conversión directa y remoción con membranas.

2.3.1.1 Proceso de endulzamiento de gases ácidos con aminas

El proceso de endulzamiento de gas amargo como se muestra en la *Figura 2.2*, consiste en remover los contaminantes, H_2S (ácido sulfhídrico) y CO_2 (dióxido de carbono), del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores.

El proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa, a base de una formulación de amina (MDEA, DEA, MEA, TEA), la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización.

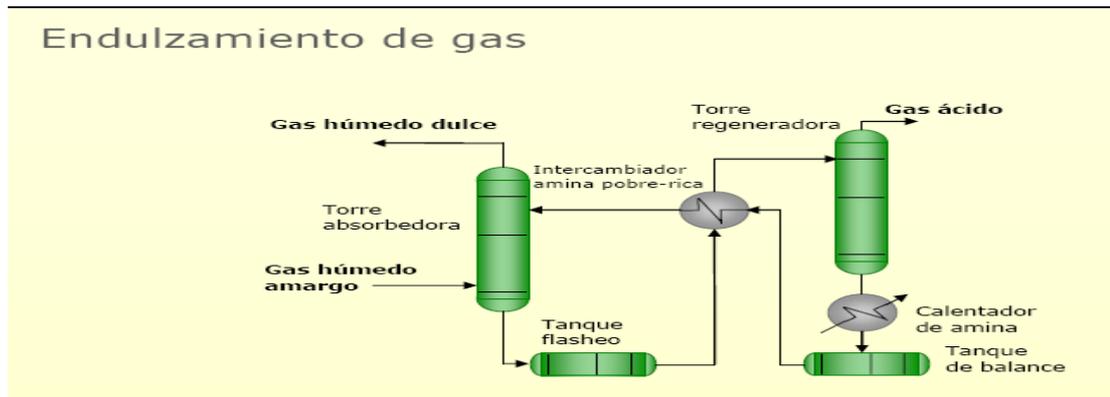


Figura 2.2.- Proceso de endulzamiento de gas ácido con aminas.

Un diagrama más estructurado para el proceso de endulzamiento de gas natural es el que nos muestra la **Figura 2.3.**

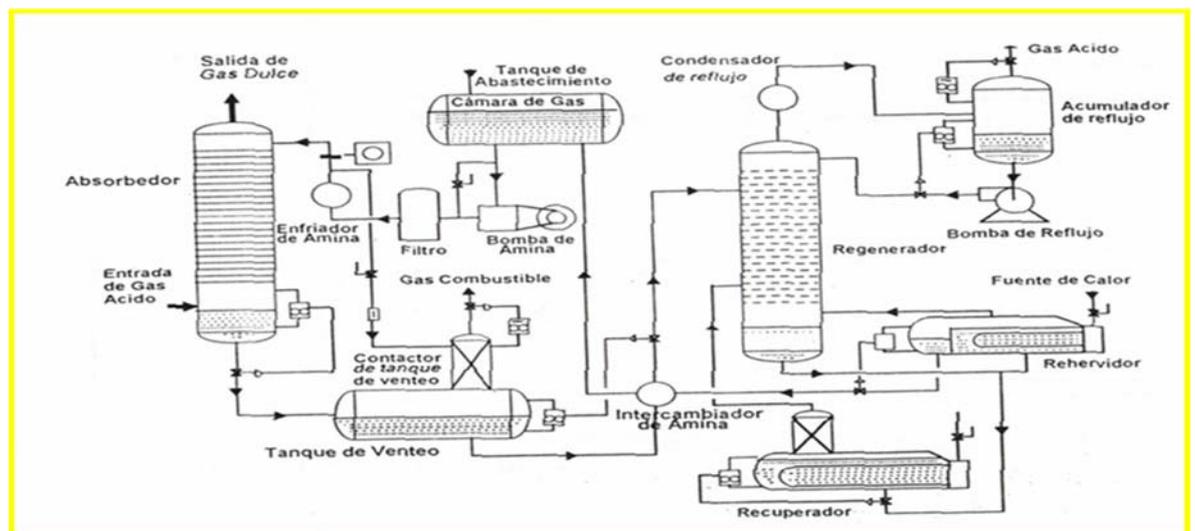


Figura 2.3.- Diagrama de flujo de una planta de endulzamiento con aminas.

2.3.4 Deshidratación del gas natural

La deshidratación del gas natural se define como la extracción del agua que está asociada, con el gas natural en forma de vapor y en forma libre. La mayoría de los gases naturales, contienen cantidades de agua a la presión y temperatura de yacimiento. La deshidratación se efectúa en unidades de tamices moleculares o una unidad utilizando inhibidores tales como el Metanol (MeOH), Mono etilenglicol (MEG), Di etilenglicol (DEG), el Trietilenglicol (TEG), para eliminar

el agua de la corriente de gas natural y cumplir con las normas de calidad. Uno de los procesos de deshidratación más usado es con trietilenglicol (TEG) como se muestra en la **Figura 2.4**. Para este caso con gas húmedo, el trietilenglicol “puro” (seco) se bombea al contactor de gas. En el contactor, el trietilenglicol absorbe el agua, metano, benceno, tolueno, etilo benceno y xilenos, de la producción de gas húmedo. El trietilenglicol “enriquecido” (húmedo) sale del contactor saturado con gas a una presión, normalmente entre 250 y 800 lpca. El gas arrastrado en el glicol enriquecido y el gas húmedo adicional que se desvía del contactor se expanden a través del impulsor de intercambio de energía de una bomba de circulación de trietilenglicol. El trietilenglicol es enviado a un rehervidor en donde el agua absorbida, el metano y los demás componentes se hierven y ventean a la atmósfera. El trietilenglicol puro después se envía a través de una bomba de intercambio de energía de regreso al contactor de gas y se repite el ciclo. En general, se puede señalar, que el contenido de agua o vapor de agua en el gas, así como el contenido de hidrocarburos condensables ante un aumento de presión o disminución de temperatura, resultan inconvenientes para la conducción del gas por tuberías ya que provocaría obstrucciones de importancia. Es por ello que el gas natural debe ser sometido a un proceso de deshidratación. Las razones del por qué se debe aplicar el proceso de deshidratación es de evitar la formación de hidratos, en vista que estos componentes pueden detener o entorpecer el flujo de gas por tuberías. La formación de hidratos ocurre siempre, que el gas natural contenga agua, y esta a su vez se condense dentro de la tubería y otros recipientes, que sirvan de transporte o almacenaje de gas.

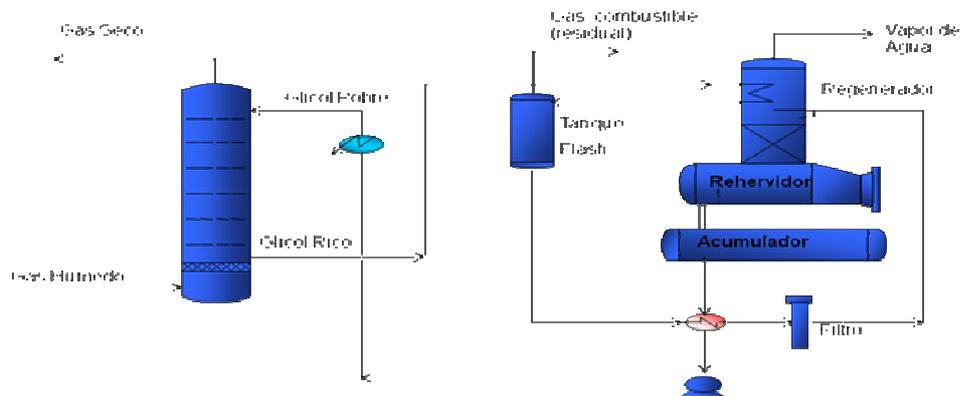


Figura 2.4.- Proceso de deshidratación de gas con Trietilenglicol (TEG).

2.3.6 Proceso de remoción de mercurio

El mercurio debe monitorearse en las primeras etapas de desarrollo del yacimiento junto a otras propiedades del condensado y gas natural. Toda remoción física o química debe preverse tan cerca como sea posible de la boca de pozo. Un método para capturar y reducir el contenido de mercurio en el gas natural es en la unidad de remoción de mercurio (MRU) el cual posee un material que contiene pequeños poros de tamaños precisos y uniforme, usando como absorbentes carbón activado o tamices moleculares, funciona como filtro que opera a nivel molecular atrapando el mercurio, este elemento es venenoso y perjudicial para las tuberías y piezas de aluminio.

2.4 Gas natural licuado (gnl)

Es gas natural que se obtiene principalmente en los separadores. El GNL es un gas residual formado principalmente por Metano (CH_4) licuado. El proceso se logra a partir temperaturas inferiores a los -260°F . Bajo estas condiciones el Metano ocupa un volumen 600 veces menor que el que ocuparía en estado gaseoso, lo cual permite su transporte en barcos especialmente acondicionados denominados “metaneros”: Dado lo variable de la magnitud de las inversiones requeridas para la licuefacción de gas natural y de las diferentes tecnologías de producción permiten modificar los diseños y optimizar los procesos criogénicos empleados para la licuefacción del gas natural.

2.4.1 Propiedades del GNL

El gas natural producido en el cabezal de pozo se compone de metano, etano, propano e hidrocarburos más pesados, así como cantidades pequeñas de nitrógeno, helio, dióxido de carbono, compuestos de azufre y agua.

Bajo condiciones de presión atmosférica normal, el GNL es un líquido criogénico claro, no corrosivo y no tóxico. Es inodoro, de hecho para poder detectar derrames de gas natural provenientes de los calentadores de agua y otros equipos de gas natural, se le deben añadir odorantes como por ejemplo mercaptanos al metano antes de que el GNL sea entregado a los distribuidores locales de gas. El gas natural (el metano) no es tóxico, sin embargo, al igual que cualquier otro material gaseoso que no sea el aire o el oxígeno, el gas natural vaporizado de GNL puede causar asfixia debido a la falta de oxígeno cuando se extiende en forma concentrada en áreas cerradas y sin ventilación.

2.4.2 Densidad del gas natural licuado

La densidad de GNL es de aproximadamente 3.9 libras por galón, comparado con la densidad del agua, que es de aproximadamente 8.3 libras por galón.

Por tanto, debido a que es más liviano que el agua, al derramarse sobre el agua, éste flota y se vaporiza rápidamente.

2.5 Licuefacción del gas natural

Consiste en el enfriamiento del gas natural purificado a través de la conjunción de circuitos de refrigeración estructurados e intercambiadores de calor criogénico en forma paralela o estructuradas llamados trenes. El gas natural es licuado para ser transportado a una temperatura aproximada de -260°F , para el caso de licuefacción de metano. En la **Tabla 2.1**. Podemos comparar los puntos de ebullición y congelación normal de los componentes principales del gas natural en función del rango de licuefacción. Para el caso del enfriamiento del GNL, el cual es principalmente metano y en algunos casos con un porcentaje apreciable de etano a una temperatura aproximada de -260°F , la licuefacción del gas natural se cumple.

Componentes	Formula	Peso molecular (lb/lbmol)	Punto de ebullición normal (°F)	Punto de congelación normal (°F)
Nitrógeno	N ₂	28.013	-319.9	-345.82
Metano	CH ₄	16.043	-258.88	-296.5
Etano	C ₂ H ₆	30.07	-127.48	-297.94
Propano	C ₃ H ₈	44.097	-43.6	-305.86
nButano	nC ₄ H ₁₀	54.124	31.1	-217.12
iButano	iC ₄ H ₁₀	54.124	10.76	-255.28
nPentano	nC ₅ H ₁₂	72.151	96.908	-201.64

Tabla 2.1.- Puntos de ebullición y congelación de los componentes principales del gas natural.

2.5.1 Ciclo de refrigeración

Estos ciclos termodinámicos se conocen desde hace más de 150 años, y en ellos se basan el proceso de licuefacción de gas natural con refrigerante. El proceso de refrigeración debe cumplir cuatro etapas específicas y se muestra en la *Figura 2.5*, en el circuito de refrigeración con propano.

Compresión: consiste en el aumento de la presión del gas refrigerante (que se encuentra en su totalidad en fase gas, a baja presión y a la temperatura del foco frío), en un compresor. En esta fase, que es la que “mueve” todo el ciclo, el trabajo mecánico se transforma en aumentar la energía interna del fluido refrigerante (presión y temperatura).

Condensación: consiste en el enfriamiento y condensación del gas a alta presión, por medio de ventiladores (si el foco caliente es la atmósfera) o intercambiadores (si el foco caliente es otro fluido). Esto es posible porque la temperatura a la salida del compresor es mayor que la del foco caliente. En esta fase el refrigerante cede calor al exterior, especialmente durante la transformación de gas a líquido (el calor latente del cambio de fase).

Expansión: consiste en la disminución de la presión del –ahora líquido– refrigerante, en una válvula laminadora (la cual se sitúa a la entrada del vaporizador para que el proceso sea lo más adiabático posible). Al bajar la presión

baja la temperatura y, de acuerdo con el diagrama de Mollier, el nuevo punto de equilibrio se establece en un punto en el que una parte del líquido se ha vaporizado (la temperatura también disminuye pero en mucha menor proporción)

Vaporización: consiste en la vaporización continua del refrigerante en el foco frío hasta que toda su masa pase a estado gaseoso. La expansión de la etapa anterior –o mejor dicho, la relación de compresión inicial -se calcula para que la temperatura final del refrigerante resulte inferior a la del producto o ambiente que se quiere enfriar en el foco frío, por lo que el producto o ambiente a enfriar cede calor al refrigerante en el intercambiador (cambio de fase a temperatura constante). El refrigerante sigue vaporizándose hasta completar el ciclo.

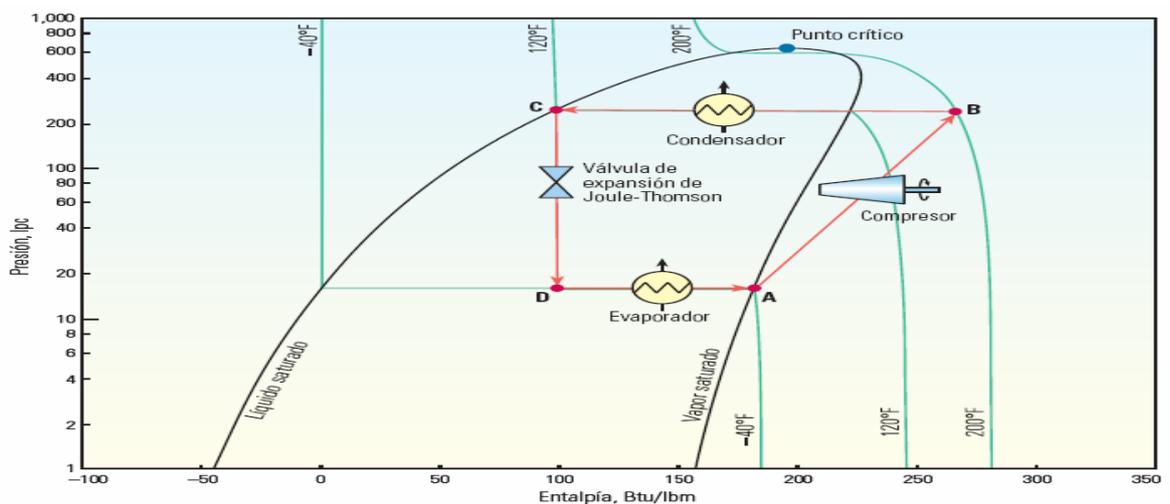


Figura 2.5.- Ciclo termodinámico del circuito de refrigeración con propano.

2.6 Circuitos de licuefacción del gas natural

Estos procesos se basan en enfriar el gas natural pobre (metano) hasta una temperatura de -260°F donde se licuan a presión atmosférica. La forma de enfriamiento difiere según cada proceso. Al gas se pre-trata para retirarle CO_2 , H_2S , Hg y mercaptanos, luego se deshidrata. El gas seco y tratado se enfría hasta una temperatura aproximada a -33°F y se envía a la planta de licuefacción donde se enfría hasta -260°F antes de almacenarlo.

Para enfriar el refrigerante que a su vez enfría el gas de alimentación, se reduce la presión pasando el refrigerante a través de una válvula parcialmente abierta (Flasheo). Esta súbita caída de presión hace que el refrigerante se enfríe (Efecto Joule-Thompson). La energía requerida para re-comprimir el refrigerante se efectúa por medio de turbinas a gas.

El propósito de los circuitos de licuefacción es eliminar el calor sensible y latente del gas natural, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión a estado líquido a presión atmosférica.

2.7 Almacenamiento de gas natural

Es un proceso basado en almacenaje y control de gas natural cumpliendo normas de almacenamiento criogénico. Los depósitos de gas natural licuado (GNL) como se muestra en la *Figura.2.6* y *Figura.2.7*. Poseen tanque interior metálico (acero al 9% de Ni) y tanque exterior de hormigón pretensado. Este es capaz de contener una eventual fuga de GNL desde el tanque interior. Entre los dos tanques existe un material aislante, con el fin de minimizar la entrada de calor desde el ambiente. La losa de hormigón del fondo del depósito exterior está atravesada por una serie de tubos que contienen resistencias de calefacción, cuyo objeto es mantener el terreno a temperatura superior a la de congelación.

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

Todas las conexiones de entrada y salida de líquido y gas del tanque, así como las conexiones auxiliares para nitrógeno y tomas de instrumentación, se hacen a través de la cúpula, con lo que se tiene una medida de seguridad pasiva consistente en evitar posibles fugas de GNL.

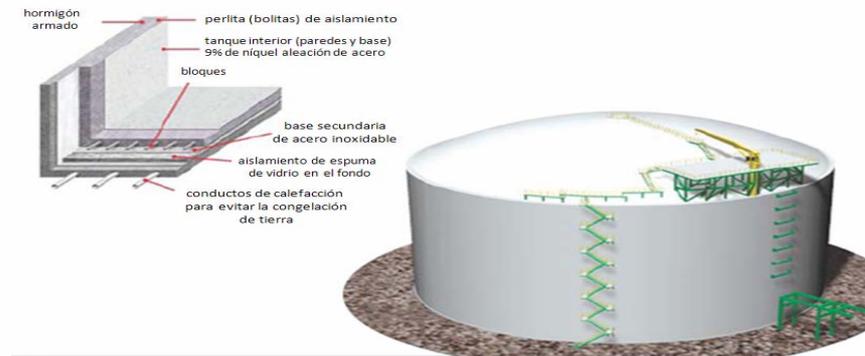


Figura 2.6.- Tanque de almacenaje de GNL.

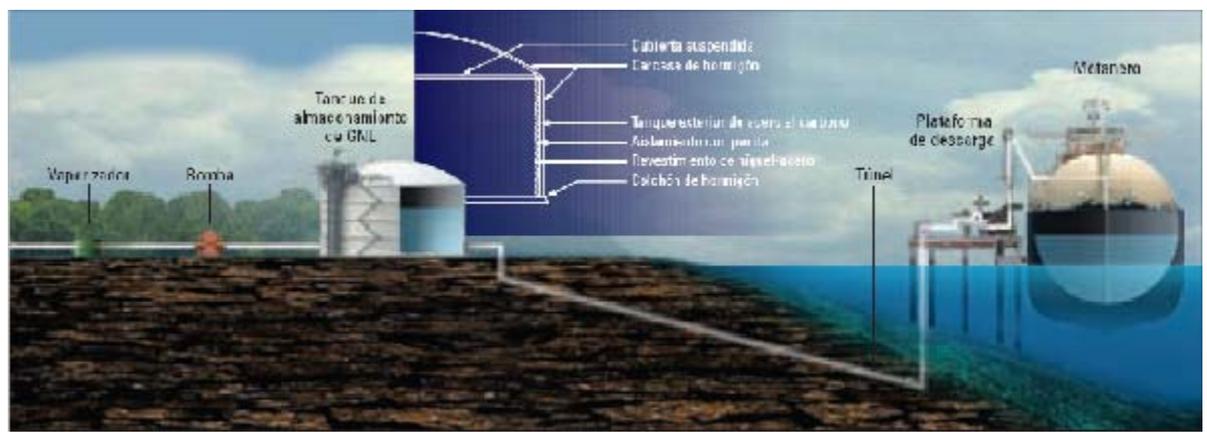


Figura 2.7.- Estructura interna y externa del tanque de GNL.

2.8 Sistemas de protección para el almacenaje de gnl

La industria de GNL está sujeta a las mismas consideraciones rutinarias con respecto a los riesgos que ocurren en cualquier actividad industrial. Los sistemas para disminuir los riesgos deben activarse para reducir la posibilidad de un riesgo ocupacional y así asegurar la protección de las poblaciones vecinas y el medio ambiente. Al igual que cualquier otra industria, los operadores de GNL deben sujetarse a los reglamentos y a las normas y códigos locales y nacionales. Más allá de cualquier consideración rutinaria sobre los riesgos industriales, el GNL presenta consideraciones de seguridad específicas. En el caso de que ocurriera un derrame accidental de GNL, la zona de seguridad que rodea la instalación protege a la población vecina de daños personales y daños a la propiedad. El único caso de

un accidente con consecuencias para el público ocurrió en Cleveland, Ohio en 1944, y los resultados de la investigación de ese accidente contribuyeron al establecimiento de las normas de seguridad que se utilizan hoy en día. En el curso de las últimas cuatro décadas, el incremento en el uso de GNL en el mundo conllevó un número de tecnologías y prácticas que se utilizarán en muchos países se vaya expandiendo la industria de GNL. Generalmente las capas múltiples de protección establecen cuatro sistemas de seguridad críticas, todos ellos integrados por una combinación de normas industriales y apego al marco regulatorio, como se muestra en la **Figura 2.8**. Los cuatro requerimientos para obtener seguridad: contención primaria, contención secundaria, sistemas de seguridad y la distancia de separación se aplican a lo largo de la cadena de valor de GNL, desde su producción, licuefacción y transporte hasta su almacenamiento y regasificación. (El término “contención” que se utiliza es para significar el almacenamiento y aislamiento seguro de GNL.)



Figura.2.8.- Condiciones Críticas de Seguridad.

2.8.1 Contención Primaria

El primer requisito de seguridad para la industria y el más importante es la contención de GNL. Esto se logra utilizando materiales apropiados en los tanques de almacenamiento y demás equipo, así como también por medio del diseño de ingeniería a lo largo de la cadena de valor.

Las normas y reglas internacionales definen la contención con respecto al tipo de estructuras y tecnologías que se emplean. El uso adecuado de GNL, o cualquier sustancia criogénica, requieren la comprensión del comportamiento de los materiales bajo temperaturas criogénicas. Por ejemplo, bajo temperaturas extremadamente bajas, el acero ordinario pierde ductilidad y se hace quebradizo.

La elección del material empleado en los tanques, ductos y otros equipos que entran en contacto con el GNL es un factor crítico. Resulta costoso el uso de aceros de alto contenido de níquel, aluminio y aceros inoxidable, pero son necesarios para prevenir la rigidez y fallas en el material. Aceros mezclados compuestos de 9 por ciento de níquel y acero inoxidable, se emplean para el tanque interior, y para otras aplicaciones relacionadas con el GNL.

2.8.1.1 Tanques de contención sencilla

El tanque de contención sencilla como se muestra en la **Figura 2.9**. Es un sistema de contención compuesto por un tanque interno y otro externo. En cuanto al almacenamiento del producto, el diseño de ingeniería requiere que únicamente el tanque interno llene los requisitos de ductilidad a temperaturas bajas. Compuesto por un tanque de contención sencilla, el contenedor sirve principalmente para sujetar al aislante y retener el vapor, ya que no fue diseñado para contener derrames de GNL provenientes del tanque interno. Los tanques de almacenamiento también pueden ser de contención doble o completa, como se describe en la siguiente sección sobre Contención Secundaria. En los casos de contención doble o completa, el tanque exterior se emplea para contener el volumen total del tanque interior cuando ocurra una falla del mismo.



Figura 2.9.- Tanques de contención sencilla.

2.8.2 Contención secundaria

Esta segunda capa de protección asegura la contención y aislamiento de GNL si llegara a ocurrir un derrame. En el caso de instalaciones en tierra, los diques y bermas que rodean los tanques de almacenamiento de líquidos capturan el producto en casos de derrame. En algunas instalaciones como se muestra en la **Figura 2.10**, de la empresa ATLANTIC GNL, un tanque de concreto reforzado rodea el tanque interno que normalmente almacena el GNL, los sistemas de contención doble y completa usados en los tanques de almacenamiento en tierra pueden eliminar la necesidad de los diques y bermas.

La contención secundaria proporciona una mayor protección a la contención primaria, tanto en los tanques de almacenamiento en terminales receptoras y de regasificación como en los buques de GNL. Un dique, berma o represa de dique normalmente rodea al tanque de contención sencilla en tierra para poder contener cualquier derrame en el caso improbable de que ocurriera alguna falla en el tanque. Este sistema permite el control y aislamiento de cualquier derrame de GNL. Los diques fueron diseñados para contener del 100 al 110 por ciento del volumen del tanque, y son lo suficientemente altos para permitir que la trayectoria de un derrame en el nivel superior del tanque no sobrepase el borde del dique. La mayoría de los tanques existentes en las instalaciones de las de importación marítima en Norte América y parte de Europa son de contención sencilla, y se proporciona la contención secundaria por medio de represas.



Figura 2.10.- Tanques de contención secundaria.

2.8.2.1 Tanques de contención completa

Los tanques de contención completa como se muestra en la *Figura 2.11*. Fueron diseñados y construidos para que, tanto el tanque interior como el exterior tuvieran capacidad para contener el GNL almacenado. El tanque interno contiene el GNL bajo condiciones normales de operación. El tanque o pared exterior, con aproximadamente tres pies de espesor de concreto, queda de uno a dos pies de distancia del tanque interno. El tanque externo apoya el techo exterior y tiene como objeto la contención de GNL. Los tanques fueron diseñados con apego a los códigos de GNL (U.K. Engineering Equipment and Materials Users Association (EEMUA)). El tanque de contención completa es menos susceptible a daños causados por fuerzas externas, y los que se construyen con paredes y techos de concreto reforzado pueden encontrarse en el Japón, Corea, Grecia, Turquía y Portugal. Cameron LNG, ha propuesto un sistema de tanques de contención completa para la terminal de GNL en Hackberry, Louisiana .EEUU.



Figura 2.11.- Tanques de contención completa.

2.9 Instalaciones portuarias

Como se muestra en la *Figura.2.12*, el embarcadero diseñado para atraque y carga de buques metaneros, los cuales, son acomodados con botes remolcadores. Se debe poder descargar tanqueros con capacidades desde 70 hasta 145 mil m³, siendo estos últimos los que tendrán mayor incidencia en el comercio futuro.

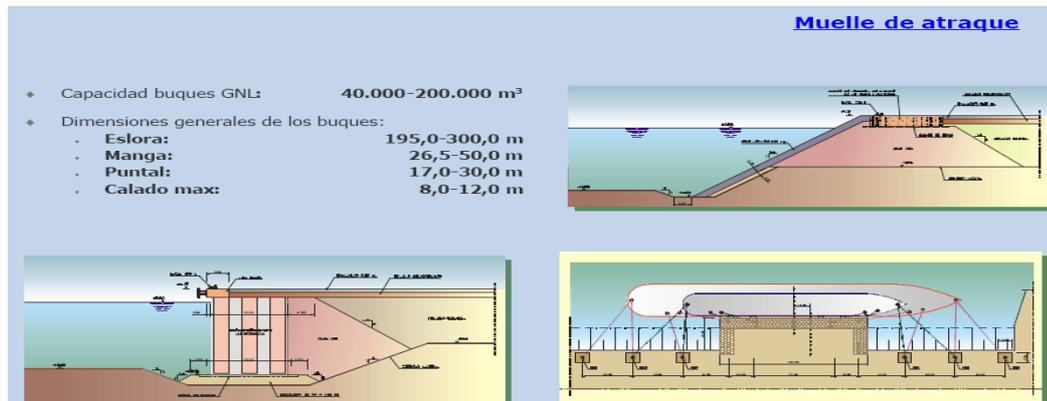


Figura 2.12.- Muelles de atraque de buques metaneros.

2.9.1 Pantanal de carga de GNL

Son líneas de carga como se muestra en la **Figura.2.13**. Desde los tanques hasta los brazos de líneas de cargas, se dividen en tramos por medio de válvulas de mariposa motorizada y mandada por el sistema de enclavamientos de seguridad, de forma que en caso de detección de fugas de GNL se aísla automáticamente el tramo, limitando el volumen de aquella. Estas líneas se mantienen constantemente llenas de líquido, para evitar ciclos térmicos de calentamiento-enfriamiento.

Los tramos de tubería situados en la plataforma entre cada brazo y la línea común, se drenan de GNL y se inertizan con nitrógeno después de cada operación de carga. Para recoger el líquido drenado, en el nivel más bajo del atraque se ubica un depósito de recogida de drenajes. La compensación en el tanque de GNL del volumen libre dejado por el líquido que se bombea al buque, se hace por medio de la línea de retorno de vapores, que se conecta al barco por el correspondiente brazo de carga, criogénico, de diseño análogo al de los de líquido.



Figura 2.13.- Líneas de carga de GNL.

2.10 Tipos de riesgos asociados con el gnl

Los riesgos potenciales que más preocupan a los operadores de instalaciones de GNL y a las comunidades vecinas surgen de las propiedades básicas de gas natural. La contención primaria, la contención secundaria, los sistemas de seguridad y la distancia de separación proporcionan múltiples capas de protección. Estas medidas ofrecen protección en contra de los peligros asociados con el GNL.

El gas natural (el metano) no es tóxico, sin embargo, al igual que cualquier otro material gaseoso que no sea el aire o el oxígeno, el gas natural vaporizado de GNL puede causar asfixia debido a la falta de oxígeno cuando se extiende en forma concentrada en áreas cerradas y sin ventilación. Los límites superiores e inferiores de inflamabilidad (rango en que puede inflamarse) del metano, el componente dominante del vapor de GNL, son del 5 y 15 %. El riesgo de que el GNL explote no es probable. En su forma líquida el GNL no puede explotar dentro de los tanques de almacenamiento debido a que se almacena -260°F y a presión atmosférica. No puede haber explosión sin presión, confinamiento o nubes de vapor altamente obstruidas.

2.10.1 Percepción del riesgo:

2.10.1.1 Explosión

Puede ocurrir una explosión cuando una sustancia cambia de estado químico rápidamente, es decir, cuando prenda fuego o cuando en su estado presurizado haya derrames que no se puedan controlar, y para que ocurra un derrame incontrolable debe existir una falla estructural, por ejemplo, una perforación en el contenedor o una rotura dentro del contenedor. Los tanques de GNL almacenan el líquido a temperaturas muy bajas de aproximadamente -260°F , y por lo tanto, no requiere presión para mantener su condición líquida. Los sistemas sofisticados de contención no permiten que el líquido entre en contacto con fuentes de ignición. Debido a que el GNL se almacena a presión atmosférica, o sea sin presión, no podría ocurrir una explosión inmediata si se llegara a perforar el contenedor.

2.10.1.2 Nubes de vapor

Al dejar el contenedor de temperatura controlada, el GNL comienza a calentarse y regresa a su estado gaseoso. Inicialmente el gas es más frío y más pesado que el aire que lo rodea, y esto crea una neblina o nube de vapor sobre el líquido liberado. Conforme se calienta el gas, se mezcla con el aire y comienza a dispersarse. La nube de vapor prenderá fuego únicamente si se encuentra con una fuente de ignición mientras guarda su concentración dentro del rango de inflamabilidad. Los sistemas de seguridad y procedimientos operativos existen para minimizar la probabilidad de que esto no ocurra. Si se libera el GNL, su vapor (el metano) se calienta, se hace más ligero que el aire y se dispersa en la atmósfera.

2.10.1.3 Líquido congelante

De llegar a liberarse el GNL, el contacto humano directo con el líquido criogénico congelaría el punto de contacto. Por tanto, los sistemas de contención que rodean los tanques de almacenamiento de GNL son diseñados para contener hasta el 110 por ciento del contenido del tanque, y los sistemas de contención separan al tanque de otros equipos. Asimismo, antes de entrar en áreas de riesgo

potencial, todo el personal de la instalación debe utilizar guantes, máscaras y demás ropa de seguridad para protegerse del líquido congelado. Como resultado, cualquier riesgo potencial quedaría restringido dentro de los límites de la instalación y no afectaría a las comunidades vecinas.

2.10.1.4 Rollover

Cuando múltiples suministros de diferentes densidades de GNL se cargan a un tanque, inicialmente no se mezclan, por lo contrario se acomodan en capas o estratos inestables dentro del tanque. Después de un tiempo estos estratos podrían cambiar de posición espontáneamente para tratar de estabilizar el líquido en el tanque. Cuando la capa inferior de GNL se calienta como consecuencia del calentamiento normal cambia de densidad hasta hacerse más liviana que la primera capa. En ese momento ocurre el fenómeno de “rollover”. El volumen del líquido y la regasificación repentina de GNL podrían ser tan grandes como para no poder liberarse a través de las válvulas de escape de un tanque normal. El exceso de presión podría resultar en roturas u otras fallas estructurales del tanque. Para prevenir la estratificación, los operadores que descargan un buque tanque de GNL deben medir la densidad de la carga y de ser necesario, deben ajustar los procedimientos de descarga. Los tanques de GNL cuentan con sistemas de protección en contra del “rollover”, los cuales incluyen sensores de distribución de temperatura y sistemas de bomba.

2.10.1.5 Fase de transición acelerada

Debido a que es menos denso que el agua, al ser liberado sobre el agua, el GNL flota y se vaporiza. Si se liberan grandes volúmenes de GNL sobre el agua podría vaporizarse muy rápidamente, causando así una fase de transición acelerada (RPT por sus siglas en inglés). La temperatura del agua y la presencia de una sustancia que no sea el metano también podrían causar un posible RPT, mismo que ocurre únicamente cuando se mezcla el GNL con el agua. Los RPT varían en intensidad, desde un pequeño “pop” hasta ráfagas importantes con potencial para dañar estructuras ligeras. Otros líquidos que cuentan con grandes

diferencias de temperatura y puntos de ebullición pueden crear incidentes similares cuando se mezclan entre sí.

2.10.1.6 Terrorismo

Naturalmente, los riesgos inesperados son diferentes a los riesgos rutinarios relacionados con la incertidumbre de que ocurran o no y de cuando y donde ocurrirán. Debe existir una política de seguridad contra actos de violencia para todo tipo de instalaciones y lugares públicos, incluyendo las operaciones de GNL. Con respecto a los riesgos inesperados, como el terrorismo, ya existe en operación un sistema de seguridad.

Los tanques de GNL en buques, tierra y costa afuera requieren de una fuerza excepcionalmente grande para poder causar daños. Debido a la cantidad enorme de energía necesaria para quebrar los sistemas de contención, en casi todos los casos el riesgo principal por actos de terrorismo es el incendio, y no una explosión.

De estrellarse una aeronave en contra de una instalación de GNL, el impacto podría ocasionar el incendio del combustible de la nave, igualmente prendería al GNL produciendo un incendio mayor en la instalación. En ese caso, la instalación o buque de GNL activaría los sistemas de detección y protección en contra de incendios. La distancia de separación de la instalación reduciría o eliminaría los posibles daños al público a consecuencia de un evento de esta naturaleza. Las revisiones rigurosas de los sitios, junto con los requerimientos de separación y distancia que dictaminan los códigos de seguridad, minimizan los riesgos de daño al público que pudieran provenir de las instalaciones en tierra. De acuerdo con la opinión de los “Project Technical Liaison Associates, Inc. (PTL)”: “las instalaciones en tierra de GNL se construyen bajo códigos y normas de diseño y construcción muy rigurosas. Dichos códigos exigen que los escenarios de accidente del “escenario pesimista” se utilicen en la ubicación y diseño de esas instalaciones.”

Las medidas que se toman para prevenir el terrorismo en instalaciones y buques de GNL alrededor del mundo incluyen inspecciones y patrullajes, planes

de acción en casos de violación a la seguridad, y sistemas de comunicación de emergencia, así como el acopio de inteligencia. Estas mismas medidas se utilizan en otras instalaciones, operaciones y embarcaciones críticas, tal como los barcos de pasajeros, buques tanque de petróleo, buques tanques contenedores, etc.

2.10.1.7 Terremotos

Al estimar los riesgos de los proyectos de GNL, las empresas relacionadas con las instalaciones de GNL toman en consideración el peligro que representa un movimiento fuerte de la tierra y las fallas causadas por la actividad sísmica, licuefacción y derrumbes en el área. Los requisitos de los diseños sísmicos se establecen en la norma NFPA 59-A 2001. Los terremotos fuertes pueden causar daños severos si las instalaciones no fueron diseñadas para resistir dichos eventos y por tanto, las empresas llevan a cabo estudios regionales y del sitio para determinar si dichas áreas están expuestas a actividad sísmica. Estos factores se toman en cuenta durante las etapas de planificación y diseño. Los tanques de GNL son diseñados para resistir la actividad sísmica en regiones de riesgo potencial. No se han registrado incidencias de fallas en los tanques de almacenamiento de GNL debidos a actividad sísmica. El terremoto en Kobe, Japón de 1995 con una potencia de 6.8 en la escala Richter no ocasionó daños a los tanques de almacenamiento de GNL.

El Japón es uno de los usuarios de GNL más importantes del mundo, y cuenta con muchos tanques de almacenamiento de GLN y los más grandes del mundo (tanques en Fukukita con 200.000 m³ de capacidad). El Japón también es una de las regiones que registra la mayor actividad sísmica en el mundo, y los daños a las instalaciones de GNL a consecuencia de los terremotos más severos se han limitado a los ductos de gas natural. Se han elaborado estudios basados en la experiencia con la que cuenta el Japón en materia de seguridad de GNL.

2.10.1.8 Incidentes marítimos

La historia de la industria de GNL muestra que los incidentes marítimos relacionados con derrames severos de GNL son muy raros. A lo largo de la historia de la industria que abarca más 60 años y más de 40,000 viajes jamás ha

ocurrido un derrame en el mar como resultado de una colisión o encallamiento de un buque. Los buques de GNL están bien diseñados y mantenidos, lo cual reduce la posibilidad y severidad de los incidentes.

2.10.1.9 Incidentes de operación

Los incidentes de operación son aquellos que resultan del error humano, de fallas en el equipo o de ambos, y pueden ocurrir en la industria y en cualquier otro tipo de instalación. En instalaciones de GNL, los incidentes pueden ocurrir durante los procesos de descarga, almacenamiento, regasificación y transporte o en cualquier otra etapa de la producción, y dichos errores pueden resultar en derrames o incendios. Las instalaciones y buques de GNL están equipados con sistemas avanzados de monitoreo y control, haciendo improbable que ocurra un incidente. Las consecuencias de la mayoría de los riesgos de incidentes potenciales pueden ser contenidas en el propio sitio y manejarse antes de causar daños significativos.

2.10.1.10 Incendios

Cuando se libera el GNL en la presencia de una fuente de ignición, el resultado es un incendio de evaporación continua de GNL dentro del área de confinamiento. Debido a que este tipo de incendio provoca un calor intenso se instalan equipos contra incendio y demás equipos de seguridad en las terminales y a bordo de los buques para manejar este tipo de emergencia.

2.11 Medidas de seguridad de la planta de gnl

Los cuatro requerimientos para obtener seguridad: contención primaria, contención secundaria, sistemas de seguridad y la distancia de separación se aplican a lo largo de la cadena de valor de GNL, desde su producción, licuefacción y transporte hasta su almacenamiento y regasificación. Más allá de cualquier consideración rutinaria sobre los riesgos industriales, el GNL presenta consideraciones de seguridad específicas. En el caso de que ocurriera un derrame accidental de GNL, la zona de seguridad que rodea la instalación protege a la

población vecina de daños personales y daños a la propiedad. El único caso de un accidente con consecuencias para el público ocurrió en Cleveland, Ohio en 1944.

En el curso de las últimas décadas, el incremento en el uso de GNL en el mundo conllevó un número de tecnologías y prácticas que se utilizan, conforme se vaya expandiendo la industria de GNL en cada continente.

CAPITULO III

DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1 Bases y criterios de diseño

La planta de gas natural licuado operará de manera continua y segura y suministrará gas bajo las condiciones de entrega requeridas por la Planta.

Las condiciones serán las siguientes:

- Capacidad de producción de gas natural licuado (GNL): 620 MMPCND.
- Flujo de masa total (gas seco): 1.19E+06 Lb/h
- Unidades utilizadas, son medidas en el sistema ingles: Pie, Pie², Pie³, Lb, Lbmol, h, °F, Lpca, Btu, HP.

Para el proceso de licuefacción:

- Temperatura de alimentación: 86 °F
- Temperatura de salida: -261.58 °F
- Presión de alimentación: 942.94 Lpca
- Presión de salida: 29.20 Lpca
- La composición del gas natural licuado (GNL) será:

Componentes	Fracción molar (%)
Metano	89.55
Etano	10.45

Tabla 3.1. Composición de GNL.

3.2 Desarrollo de los objetivos

3.2.1 Descripción de los procesos de obtención de gas natural licuado

Para el desarrollo de este objetivo, se procedió a la investigación de las principales licencias tecnológicas de licuefacción del gas natural mediante una revisión bibliográfica, donde se describió algunas técnicas de obtención del gas natural licuado. Cada proceso posee una particular forma de obtener el gas natural licuado.

3.2.1.1 Proceso APCI C3MR propano pre-enfriado mezcla refrigerante de la empresa Air Products Chemicals, Inc.

Este proceso es el más usado a nivel mundial debido a su gran capacidad de procesamiento de gas natural licuado. Cada tren de posee una capacidad de producción promedio de 658 MMPCND de GLN. El 80% de la producción mundial de GNL, es de esta licencia tecnológica. Este proceso emplea dos circuitos de refrigeración un primer ciclo para pre-enfriar el gas natural y un segundo ciclo para licuar el gas natural.

La etapa de pre-enfriamiento del gas natural seco tratado se inicia con un circuito de propano puro. El circuito de propano es dividido en dos corrientes: una para un grupo de intercambiadores de calor que enfrían el gas natural alimentación y otra para un grupo que enfrían la mezcla refrigerante. El circuito de propano se emplea para pre-enfriar el gas natural de alimentación y la mezcla refrigerante a una temperatura aproximada de -35°F .

El ciclo de la mezcla refrigerante está dividido por tres etapas de compresión. La mezcla refrigerante esta compuesta por nitrógeno (N_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y otros componentes hidrocarburos dependiendo del gas alimentado a la planta. La salida de cada compresor de la mezcla refrigerante debe pasar por unos enfriadores que sirven para reducir la temperatura de entrada en el ciclo de compresión y en la fase de enfriamiento en los intercambiadores del circuito de propano. La mezcla refrigerante pre-enfriada es enviada a un separador y la mezcla es dividida en dos corrientes (fase líquida y fase vapor). Estas corrientes se combinan nuevamente en el intercambiador de

calor criogénico principal en el cual dicha mezcla refrigerante reduce la temperatura del gas natural de forma progresiva (una reducción de temperatura aproximada desde los -148°F hasta -261°F) hasta producir el GNL.

Un diagrama de proceso del sistema APCI C3MR se muestra en la **Figura 3.1**, la cual detalla todo el proceso de pre-tratamiento del gas natural antes de entrar al circuito de refrigeración, así como también, la separación y disposición del gas residual y el conjunto de equipos de pre-enfriamiento y licuefacción del GNL.

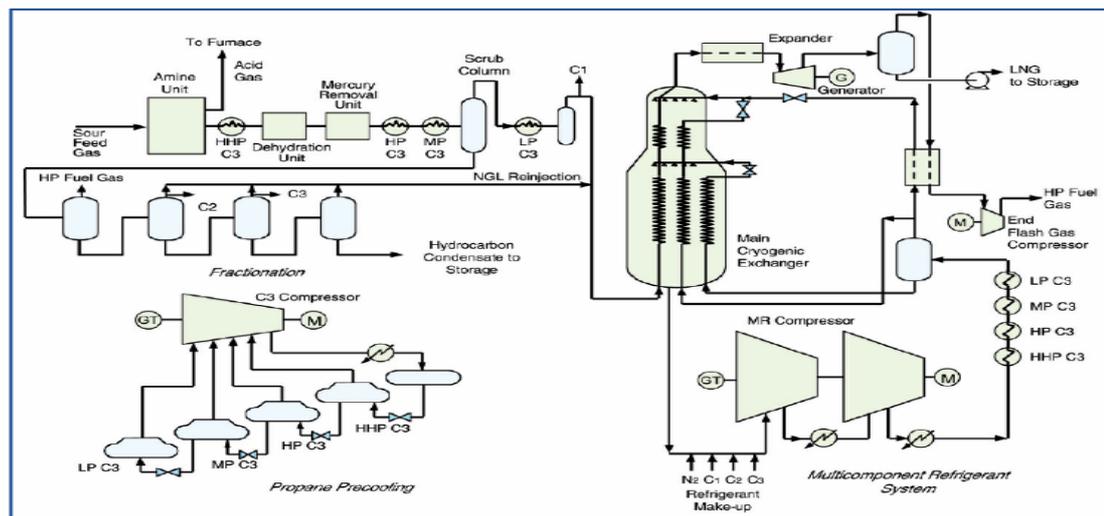


Figura 3.1. - Proceso C3MR APCI.

La **Figura 3.2**, muestra la variación de la temperatura del gas natural en cada etapa de pre-enfriamiento y licuefacción con respecto al porcentaje del cambio de entalpía. Además, se observa un comportamiento de acercamiento muy próximo de la curva del gas natural y la curva de los refrigerantes utilizados.

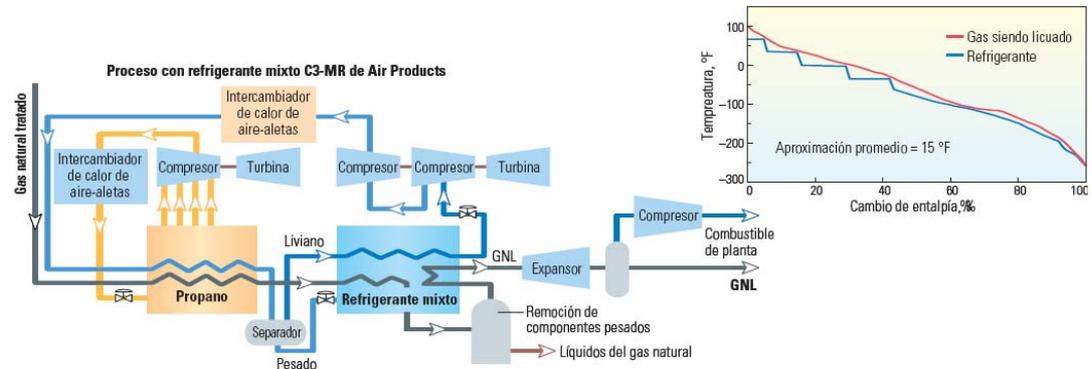


Figura 3.2.- Variación de la temperatura del gas natural y refrigerante con el cambio de la entalpía.

3.2.1.2 Proceso Black & Veatch PRICO

Cada tren de procesamiento posee una capacidad promedio de 182 MMPCND de GNL. Como se muestra en la **Figura 3.4**. Consiste en un circuito de refrigeración por compresión de vapor usando una mezcla refrigerante de bajo peso molecular para licuefactar el gas natural. Dicha mezcla está compuesta de nitrógeno, metano, etano, propano e iso-pentano. El ciclo opera a varios niveles de presión en un solo tren de un ciclo de refrigeración. El intercambio de calor criogénico se efectúa en una caja fría (intercambiador de calor de placas con aletas).

Como se muestra en la **Figura 3.3**, la caja fría permite que múltiples corrientes sean calentadas y enfriadas para las diferentes temperaturas criogénicas. La mezcla refrigerante reduce su presión por medio de una válvula de expansión. La cual, ocasiona una considerable disminución de la temperatura. Esta mezcla saturada de líquido y vapor a baja temperatura es usada para condensar la mezcla refrigerante, así como también enfriar la corriente de gas natural de alimentación. El vapor de mezcla refrigerante es vaporizado a baja presión y enviado a un compresor.

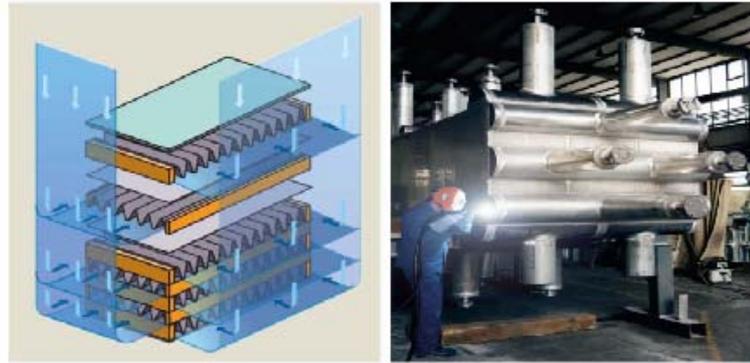


Figura 3.3. – Caja fría del proceso PRICO.

La corriente de alimentación de gas natural entra en la caja fría a una temperatura aproximada de -31°F . El gas natural primero es pre-enfriado con una mezcla refrigerante a alta presión y luego enviado a un separador para remover los componentes pesados tales como el etano, propano, butanos y demás hidrocarburos pesados, los cuales, son enviados a una planta de fraccionamiento. Una vez pre-enfriado el gas natural y removido sus componentes pesados, pasa a una etapa de licuefacción en la cual, ocurre el contacto de intercambio de calórico con la mezcla refrigerante a baja presión, la cual, enfría aun más los componentes de bajo peso molecular del gas natural como el metano y cantidades reducidas de etano y nitrógeno a una temperatura aproximada de -263°F , que es la temperatura de licuefacción para el GNL.

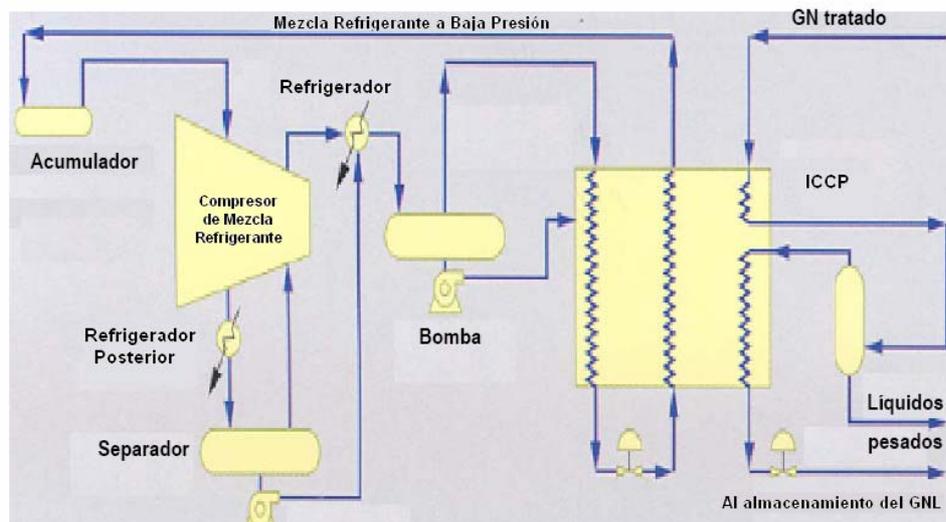


Figura 3.4. - Proceso PRICO.

3.2.1.3 Proceso en cascada con mezcla refrigerante (MCF)

El proceso surge de la alianza tecnológica entre las empresas Statoil de Noruega y Linde de Alemania. Este proceso posee una capacidad promedio de producción de 560 MMPCND de GNL. Como se muestra en la **Figura 3.5**, consiste en tres ciclos de refrigeración. El primer ciclo, es un proceso de pre-enfriamiento del gas natural y opera con una mezcla de etano y propano como refrigerante. Para este ciclo se utiliza una caja fría en dos diferentes niveles de presión, ocasionando un descenso de temperatura aproximada de -58°F .

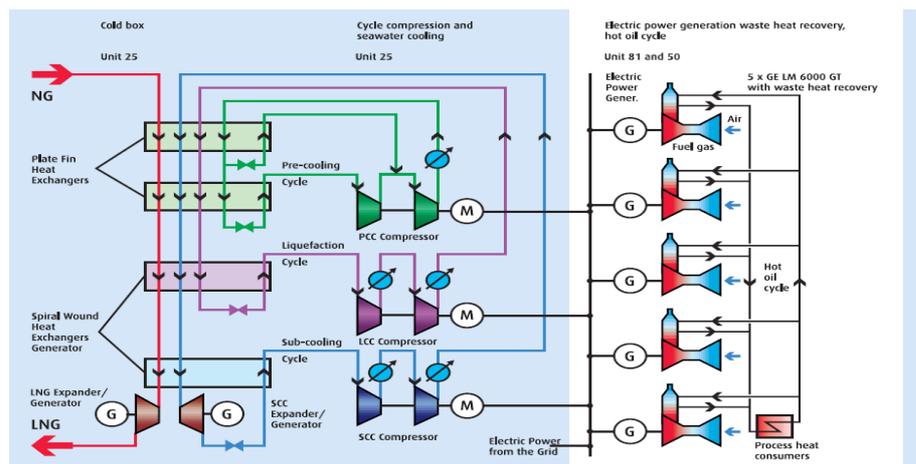


Figura 3.5.- El proceso MFC de Statoil-Linde.

En el segundo ciclo ocurre la licuefacción, la cual, se efectúa en un intercambiador criogénico de tubos en espiral como se muestra en la **Figura 3.6**. El ciclo opera con una mezcla refrigerante de nitrógeno, metano, etano y propano. Este circuito utiliza los evaporadores del circuito de pre-enfriamiento como condensadores, es un proceso semejante al proceso APCI C3MR. En esta etapa el gas natural disminuye aun más su temperatura antes de pasar por una válvula de expansión y continuar el descenso de temperatura.

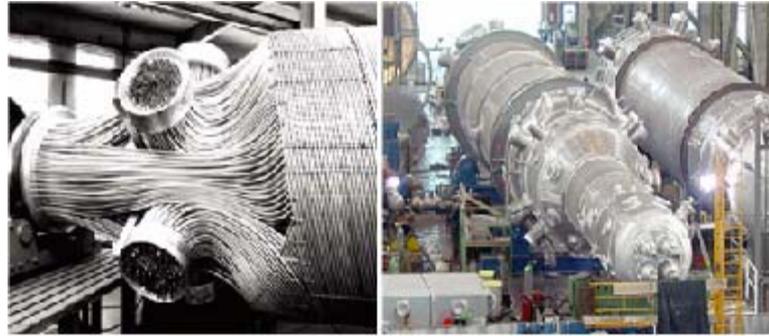


Figura 3.6.- Intercambiador criogénico de tubos en espiral.

El tercer ciclo también utiliza la misma mezcla refrigerante como fluido de trabajo. Los evaporadores anteriores actúan como condensadores en el intercambiador de de tubos en espiral. En este ciclo la temperatura del gas natural es reducida a -263°F , que es la temperatura de licuefacción del gas para esta unidad de proceso.

3.2.1.4 Proceso en cascada optimizada de Phillips (PCOP)

Este proceso posee una capacidad de producción promedio de 462 MMPCND de GNL. Consiste en tres circuitos que operan con tres refrigerantes puros: el primer ciclo es con propano, el segundo ciclo es con etileno y el tercer ciclo es con metano, este último en circuito flash. Los circuitos están conectados en cascada, cada uno con dos o tres niveles de presiones distintas en cada etapa de enfriamiento y se van ajustando progresivamente hasta llegar al último nivel que es la etapa de licuefacción con el circuito de metano.

El gas natural es sometido primeramente a varios tratamientos tales como el retiro de gas ácido, deshidratación y remoción de mercurio, ya que estas sustancias pueden solidificarse a temperaturas criogénicas y pueden dañar o bloquear los equipos.

Como se muestra en la **Figura 3.7**, consiste en disminuir la temperatura de los componentes del gas natural de alimentación en forma progresiva. Para esto, los refrigerantes trabajan con diferentes niveles de temperaturas: el propano a una temperatura de -27.4°F , etano a una temperatura de -130°F y metano a una temperatura de -238°F , en esta última etapa, se produce el sub-enfriamiento en

estado líquido del gas natural alimentado, lo cual, hace más factible la posibilidad de reducir la temperatura a -261.4°F que es la temperatura de licuefacción del gas natural.

La variación de la temperatura en cada etapa de proceso en función al cambio porcentual a la entalpía se ve reflejada en la **Figura 3.8**, donde el gas natural disminuye su temperatura en cada ciclo y la curva se mantiene muy cercana a la curva de los refrigerantes y producir el GNL en la última etapa de proceso.

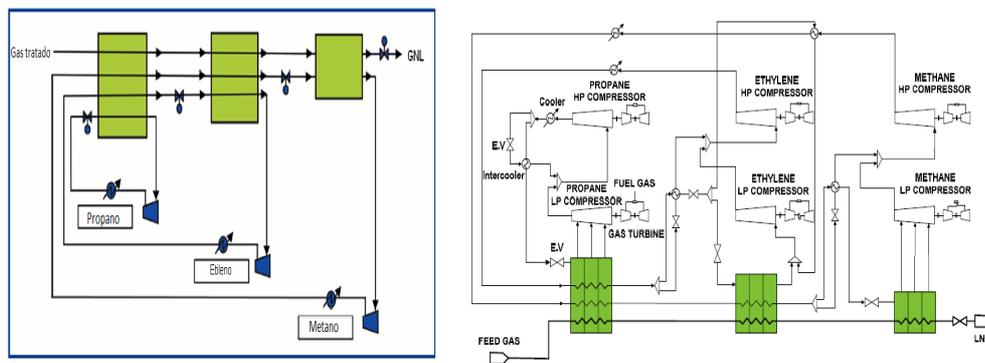


Figura 3.7.- Proceso en cascada optimizada de Phillips (PCOP).

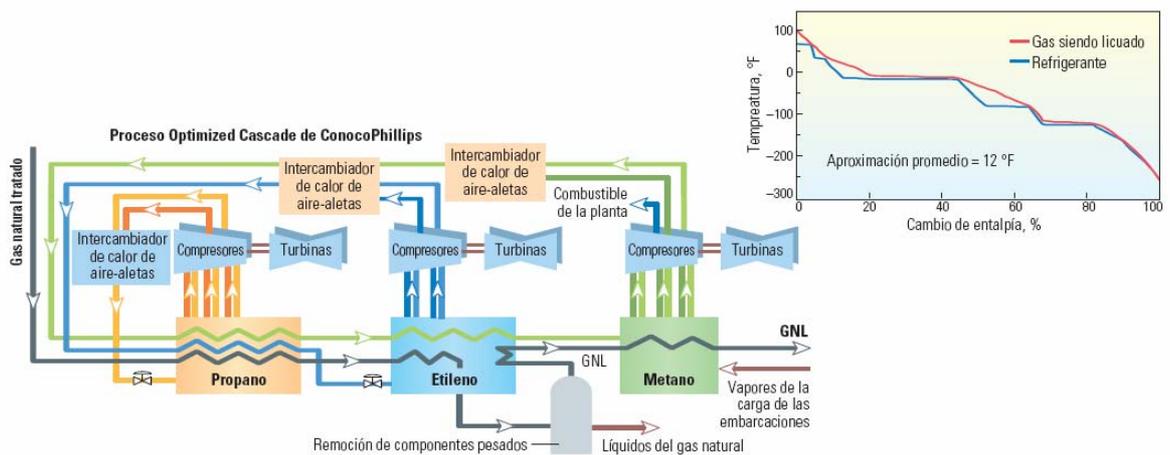


Figura 3.8.- Variación de la temperatura vs cambio de entalpía.

3.2.1.5 Proceso Axens Liquefin

Se trata de un proceso con dos ciclos de mezclas refrigerantes. El proceso establece un diseño de un tren con una capacidad promedio de producción de 840 MMPCND de GNL. Como muestra en la **Figura 3.9**. Los procesos de refrigeración y licuefacción se llevan a cabo en una caja fría de placas con aletas.

En el primer ciclo la mezcla refrigerante compuesta de propano y butano, pre-enfría el gas natural de alimentación en tres etapas de compresión. El gas natural es enfriado a -22°F con el ciclo de mezcla refrigerante, esto se realiza con el propósito de separar componentes hidrocarburos más pesados y enviarlos a fraccionamiento. El gas natural después de ser separado de sus componentes más pesados es enviado nuevamente a la caja fría, donde es enfriado aun mas por el mismo ciclo de pre-enfriamiento, disminuyendo su temperatura a -76°F a la salida de esta etapa.

La segunda etapa de proceso consiste en licuar y sub-enfriar el gas natural a una temperatura de -263°F , mediante un segundo ciclo de mezcla refrigerante compuesta de nitrógeno, metano, etano y nitrógeno en la caja fría.

La compresión de las mezclas refrigerantes es impulsada por dos sistemas de turbinas a gas. El proceso posee un alto rendimiento, flexibilidad y adaptabilidad a la hora de efectuar un cambio de las especificaciones de la mezcla refrigerante.

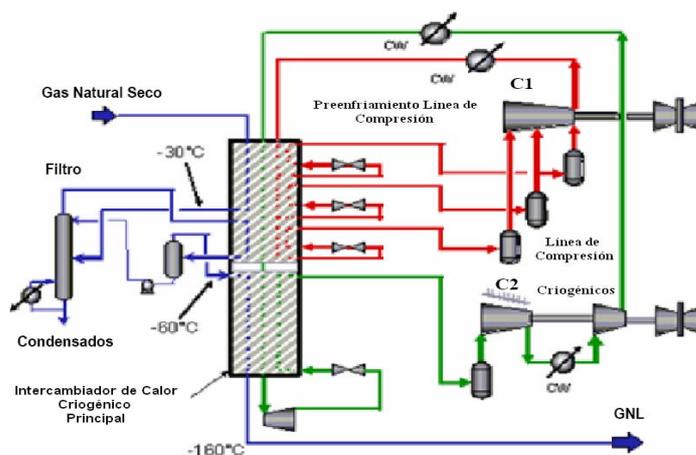


Figura 3.9.- Proceso Axens Liquefin.

3.2.2 Desarrollo de un modelo preliminar de proceso de licuefacción de gas natural, identificando los equipos

Para el desarrollo de este objetivo se identifico un modelo preliminar diseño de proceso de licuefacción de gas natural recabando información necesaria de los diferentes equipos existentes en una planta de GNL ubicada en Melchorita, Perú. Escogiéndose el Proceso APCI C3MR propano pre-enfriado mezcla refrigerante de la empresa Air Products Chemicals, Inc. Por ser el más usado a nivel mundial debido a su gran capacidad de procesamiento de gas natural licuado, por representar el 80% de la producción mundial de GNL, y por ser el mas sencillo a la hora de desarrollarlo.

Como se muestra en la **Figura 3.10**. Los equipos involucrados están acordes con los procesos necesarios para la obtención del gas natural licuado (GNL) y entrega o despacho a los buques metanero.

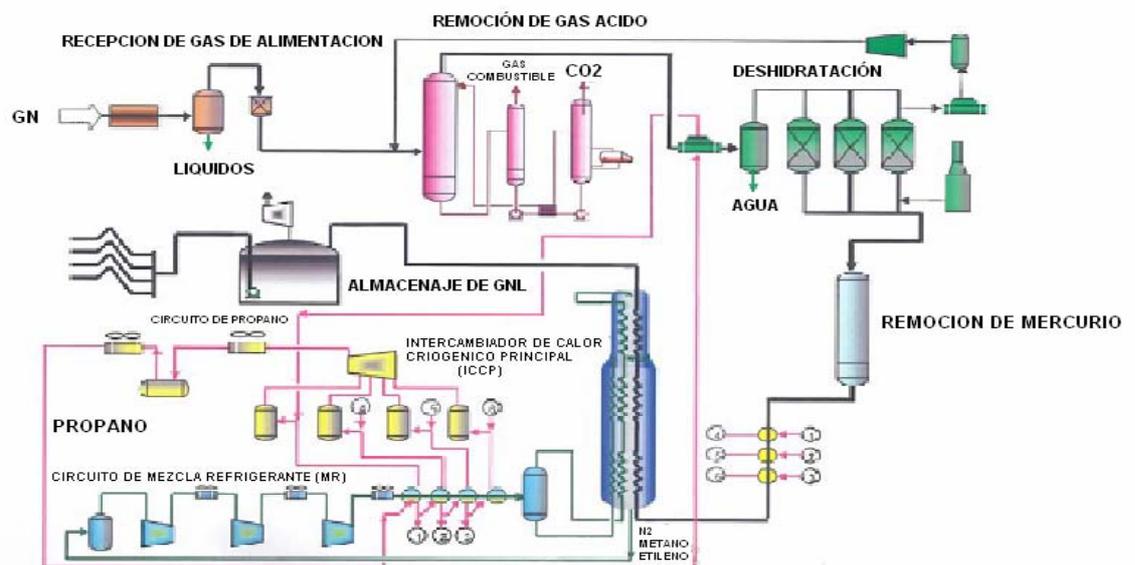


Figura 3.10.- Diseño de la planta de GNL.

3.2.2.1 Tratamiento del gas natural (Proceso 1)

El sistema de tratamiento de gas natural a la planta de GNL, se muestra en la **Figura 3.11**.

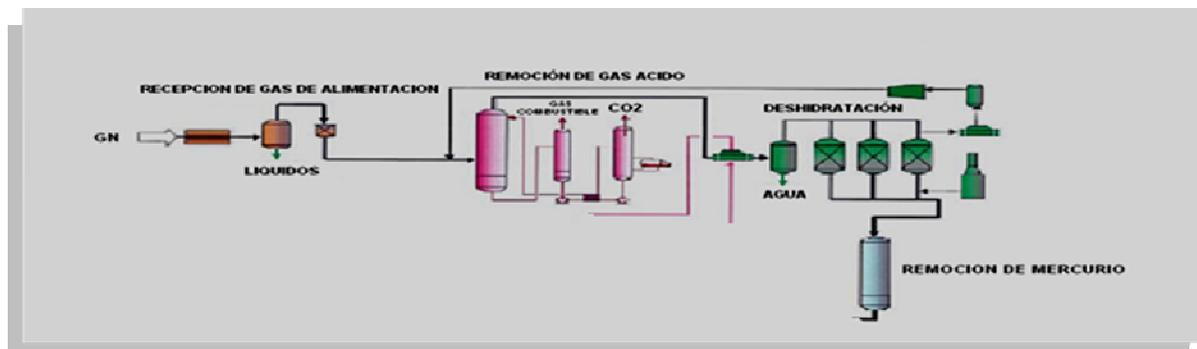


Figura 3.11.- Proceso 1.

3.2.2.1.1 Unidad receptora del gas de alimentación (FRU)

Como medida de seguridad, la unidad receptora del gas de alimentación (FRU) está diseñada para separar y almacenar todo líquido que pueda haberse quedado en el ducto de suministro de gas después de las pruebas hidrostáticas iniciales a la operación o que pueda haberse formado debido a cualquier irregularidad en las operaciones del bloque de producción de gas en sitio y de operaciones de limpieza en el ducto. El gas de alimentación fluye a través de un tanque reductor de presión de entrada para retirar cualquier líquido libre que se recolecte en la tubería. Los líquidos retirados del tanque reductor de presión son enviados al tanque colector de residuales, en donde los vapores son conducidos al sistema de antorcha y venteo. La fase líquida es enviada al tanque de residuos de hidrocarburos de la planta para ser reciclado o dispuesto fuera de las instalaciones.

Después del tanque reductor de presión de entrada, la presión del gas de alimentación es reducida a la presión operativa de la planta de aproximadamente 1044,2 Lpca, luego el gas natural es calentado en un intercambiador de calor de aceite (aceite Terminol-55, ver *Anexo A* de hoja de seguridad) para mantener la temperatura de salida del FRU de un valor promedio de 64.4 °F. El gas de alimentación es enviado a un filtro separador para retirar cualquier líquido

retenido y cualquier material particulado antes de ingresar a la unidad de retiro de gas ácido.

3.2.2.1.2 Unidad de retiro de gas ácido (AGRU)

La unidad de retiro de gas ácido procesa el gas natural proveniente de la unidad receptora del gas de alimentación retirando el dióxido de carbono que es el contaminante ácido presente en el gas de alimentación. El dióxido de carbono es considerado como un contaminante ya que éste se congelaría durante el proceso criogénico y convertiría el metano gaseoso a metano líquido y bloquearía el flujo del proceso. Aktiengesellschaft (BASF) es la compañía química internacional que posee la licencia de la tecnología para el retiro del dióxido de carbono (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S) (llamado colectivamente como gas ácido o agrio) del gas natural empleando Metilo Dietanolamina activada (aMDEA ver *Anexo B* se presenta la hoja de datos de seguridad), una amina terciaria. La solución acuosa empleada para la remoción de gas ácido en la planta con una composición de 50%aMDEA / 50%H₂O. No hay sulfuro de hidrógeno presente en el gas de alimentación en la planta de Melchorita.

El gas de alimentación que entra en el AGRU debe estar seco y libre de hidrocarburos pesados. La temperatura normal del gas de alimentación es demasiado baja para una cinética eficaz de absorción de CO₂, por lo que el gas de alimentación se precalienta en contracorriente del gas tratado en un intercambiador de calor de gas de entrada. El gas de alimentación calentado entra por el fondo de un absorbedor y fluye a través de la columna en estrecho contacto a contracorriente con la solución solvente. El solvente de amina elimina el CO₂ del gas.

El AGRU incluye provisiones para mantener limpia la solución solvente (por medio de filtración); para coleccionar goteos y drenajes de solventes (en el sistema de sumidero), para reponer agua para mantener el balance del sistema agua, y para proveer capacidad de recuperación de bajos y altos inventarios de aminas.

Suficiente CO₂ debe ser removido de la corriente de gas para asegurar que la carga a la unidad de licuefacción de GNL contenga menos de 50 ppm de CO₂.

3.2.2.1.3 Unidad deshidratadora

La unidad deshidratadora seca el gas saturado de agua proveniente de la unidad de retiro de gas ácido (AGRU), permitiendo cumplir con los requerimientos de especificación del proceso criogénico. La unidad deshidratadora utiliza para este diseño una configuración de tamizado molecular de tres capas; dos capas que operan en el modo de absorción mientras la tercera capa es sometida a un proceso de regeneración. Cada capa del tamiz molecular es regenerada cada 24 horas. La unidad deshidratadora seca el gas tratado con agua saturada hasta menos de 1 ppm (v) de agua para evitar el congelamiento y obstrucción en la unidad de licuefacción criogénica por hidratos de gas, principalmente por el hidrato de metano.

La deshidratación se obtiene pre-enfriando el gas natural de alimentación proveniente de la unidad de retiro de gas ácido, en un vaporizador de alta-alta presión de propano a una temperatura aproximada de 64.4 °F lo que está a 39.2 °F sobre la temperatura de formación de hidratos y además, para condensar y retirar la mayor parte del agua posible. Al reducir el contenido de agua del gas natural de alimentación, la carga en la unidad de deshidratación disminuye significativamente. El agua formada en el proceso de pre-enfriamiento es retirada en un separador de entrada al deshidratador y es enviada a la unidad de retiro de gas ácido como agua de reemplazo. El agua remanente debe ser adsorbida en el sistema de tamizado molecular. En el *Anexo C* se presenta la hoja de datos de seguridad para el tamiz molecular que se emplea.

El gas de alimentación secado pasa desde la unidad de deshidratación a través del post-filtrado de los deshidratadores de gas natural antes de ingresar al adsorbedor de carbón activado.

3.2.2.1.4 Absorbedor de carbón activado para la remoción de mercurio

Se debe disponer de un absorbedor de carbón activado como medida de seguridad para garantizar una operación confiable de la planta de GNL. El absorbedor de carbón activado (ver *Anexo D* hoja de seguridad del carbón activado), retira cualquier metal pesado principalmente mercurio que puede estar presente en el gas de alimentación y evitar problemas de corrosión en los componentes de aluminio de los equipos del proceso de licuefacción. La remoción se consigue mediante la absorción a través de una capa de carbón activado. Se devuelve al proveedor los filtros gastados de carbón activado para que se encargue de su regeneración o disposición.

Pruebas detalladas de presencia de mercurio deben hacerse para proteger el intercambiador de calor criogénico principal que es básicamente de aluminio. El filtro de absorción de mercurio está diseñado para una caída nominal de presión de 26.3 Lpca con una vida útil de tres años.

3.2.2.2 Pre-enfriamiento y licuefacción (Proceso 2)

Las especificaciones de diseño de la unidad de pre-enfriamiento y licuefacción son mostradas en las *Tabla 3.2*, *Tabla 3.3*, *Tabla 3.4*, *Tabla 3.5* y *Tabla 3.6*, respectivamente.

Parámetro	Unidades	Especificaciones de diseño
Temperatura de alimentación	⁰ F	86
Presión de alimentación	Lpca	942.94
Flujo de masa total (gas seco)	Lb/h	1.19340099E+06

Tabla 3.2.- Especificaciones de diseño del gas natural de alimentación en la unidad de refrigeración y licuefacción de la planta de GNL en Melchorita, Perú.

Componentes	Fracción molar (%)
Metano	89.55
Etano	10.45
Total	100

Tabla 3.3.- Composición del gas natural licuado de la planta de GNL de Melchorita, Perú.

Componente	Flujo molar (Lb mol / h)	Fracción molar (%)
Propano	180984.25	100

Tabla 3.4.- Especificaciones de diseño del ciclo de propano.

Componente	Flujo molar (Lb mol / h)
Mezcla refrigerante	258198.72

Tabla 3.5.- Especificaciones de diseño del ciclo de mezcla refrigerante.

Componente	Fracción molar (%)
Metano	45
Etano	45
Propano	2
Nitrógeno	8

Tabla 3.6.- Composición en el ciclo de mezcla refrigerante.

El sistema de refrigeración y licuefacción se muestra en la **Figura 3.12**.

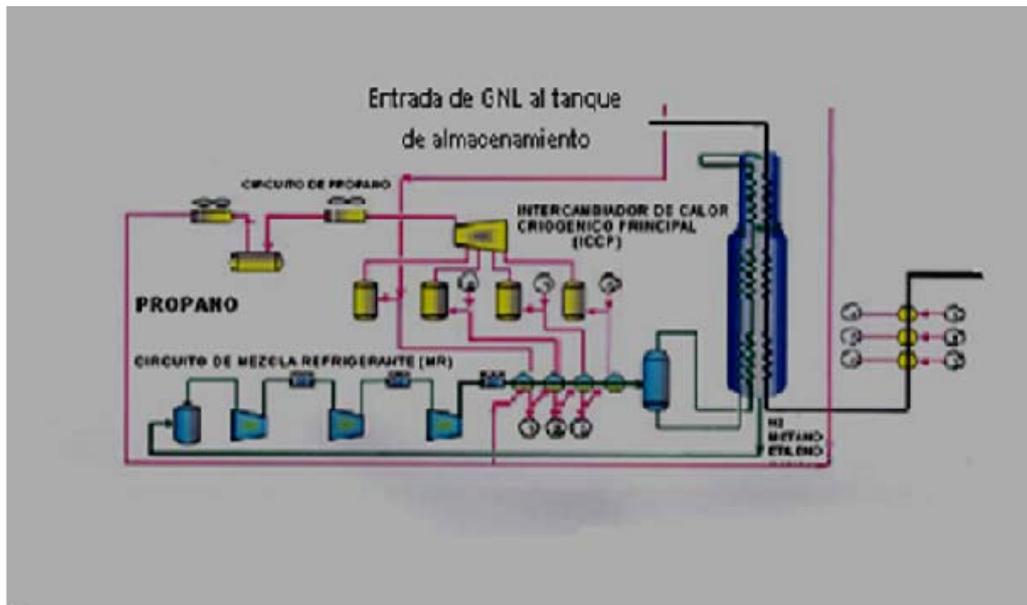


Figura 3.12.- Proceso 2.

3.2.2.2.1 Unidad de refrigeración/licuefacción

El gas tratado proveniente del absorbedor de carbón activado, que alimenta la unidad de pre-enfriamiento y licuefacción a una temperatura de 86 °F.

La unidad de refrigeración y licuefacción están basados en el proceso de pre-enfriamiento con propano y licuefacción con mezcla refrigerante de la compañía Air Products and Chemicals Inc. (APCI C3MR). El proceso APCI C3MR como se muestra en la **Figura 3.13**, usa dos ciclos de refrigeración, el primer es para pre-enfriar el gas natural de alimentación y la mezcla refrigerante. El segundo ciclo es para licuar el gas natural seco de alimentación.

El flujo de gas natural seco es primero pre-enfriado usando propano como refrigerante a cuatro diferentes niveles de presión y temperatura. Después de ser enfriado por el circuito de propano, el gas natural de alimentación es enviado a un intercambiador de calor criogénico principal (ICCP) a una temperatura de -35 °F.

En el ICCP el gas natural seco es enfriado aún mas y licuado por un circuito de mezcla refrigerante (MR), reduciendo progresivamente su temperatura desde -35 °F hasta su primera frase de enfriamiento criogénico a una temperatura de -148 °F y en una segunda fase que es la licuefacción del gas natural a una temperatura

de -261.58°F . El GNL que sale del intercambiador de calor criogénico principal, es sub-enfriado y es reducida su presión a 29.2 lpca (casi atmosférica) mediante una válvula de control para luego ser enviado al tanque de almacenamiento de GNL. El flujo de GNL que entra a los tanques de almacenamiento tiene y una temperatura de -261.58°F y una presión de 29.2 lpca.

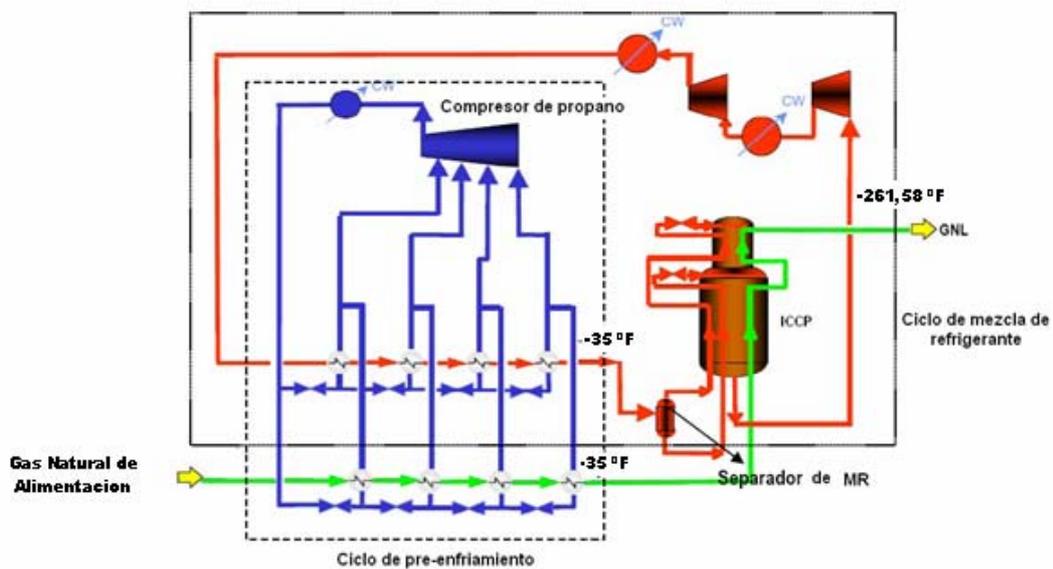


Figura 3.13.- Esquema simplificado de los ciclos de propano y mezcla refrigerante del proceso APCI C3MR.

3.2.2.2.1.1 Circuito de propano

El pre-enfriamiento del gas natural seco en este circuito, se inicia con la compresión de vapor de propano en cuatro etapas en un compresor centrífugo General Electric Nuovo Pignone impulsado por un motor Siemens estructura 7 ISO de 113986.70 hp de potencia.

Los vapores de propano son comprimidos en cada etapa y son recirculados a los intercambiadores de calor de propano y mezcla refrigerante.

El pre-enfriamiento con propano se da en cuatro niveles de presión y temperatura y son los siguientes:

- Nivel de refrigeración de propano de alta-alta presión (compresión de propano alta-alta presión / gas de alimentación tratado en la unidad de tratamiento)

con gas ácido (AGRU)). En esta primera etapa la corriente de gas natural seco de alimentación es pre-enfriada en su ruta al intercambiador de calor criogénico principal (ICCP). Para este nivel de refrigeración la presión es de 101.72 lpca y una temperatura de 53.6°F.

- Nivel de refrigeración de propano de alta presión (compresión de propano de alta presión / gas natural seco y compresión de propano alta presión / mezcla refrigerante alta presión). En esta segunda etapa las corrientes del gas natural seco de alimentación y la mezcla refrigerante son pre-enfriadas en su ruta al ICCP. Para este nivel de refrigeración la presión es de 72.71 lpca y una temperatura de 23°F.

- Nivel de refrigeración de propano de presión media (compresión de propano de presión media / gas natural seco y compresión de propano de presión media / mezcla refrigerante de alta presión). En esta tercera etapa las corrientes del gas natural seco de alimentación y la mezcla refrigerante son pre-enfriadas en su ruta al ICCP. Para este nivel de refrigeración la presión es de 43.71 lpca y una temperatura de -4°F.

- Nivel de refrigeración de propano de baja presión (compresión de propano de baja presión / gas natural seco y compresión de propano de baja presión / mezcla refrigerante de alta presión). En esta cuarta etapa las corrientes del gas natural seco de alimentación y la mezcla refrigerante son enfriadas en su ruta al ICCP. Para este nivel de refrigeración la presión es de 29.2 lpca y una temperatura de -32.8°F.

Cada una de las etapas tiene la finalidad de reducir la temperatura del gas natural seco.

3.2.2.2.1.2 Circuito de mezcla refrigerante (MR)

El ciclo se inicia con la compresión de vapor de mezcla refrigerante en tres etapas en un compresor centrífugo Nuovo Pignone de la empresa General Electric impulsado por un motor Siemens estructura 7 ISO de 113986.70 hp de potencia. Dicho motor impulsa la etapa de compresión de propano de alta-alta presión.

Como se muestra en la **Figura 3.14**, la refrigeración a baja temperatura criogénica, es proporcionada por un sistema de mezcla refrigerante en un circuito cerrado. La mezcla refrigerante está compuesta de nitrógeno (N_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), y es empleada para pre-enfriar el gas natural, licuefactar y sub-enfriar el GNL en el intercambiador de calor criogénico principal (ICCP). La mezcla refrigerante (MR) es comprimida a partir de 72.71 lpca, en tres etapas:

- Baja presión (BP). Para este nivel de refrigeración la presión es de 304.77 lpca.
- Media presión (MP). Para este nivel de refrigeración la presión es de 435.31 lpca.
- Alta presión (AP). Para este nivel de refrigeración la presión es de 870.42 lpca.

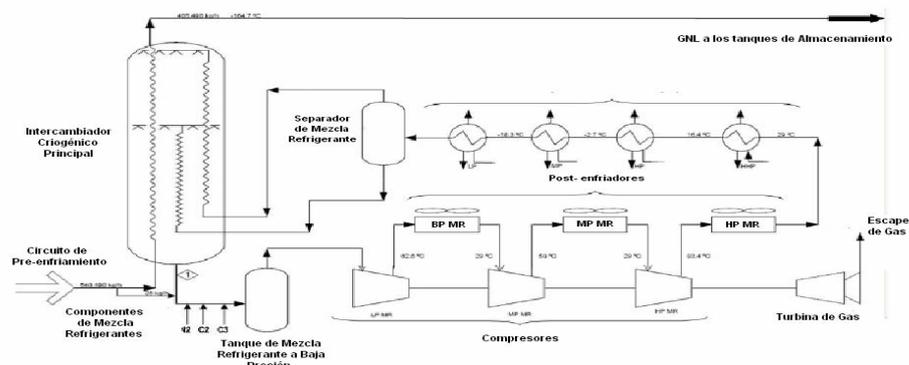


Figura 3.14.- Esquema simplificado del circuito de licuefacción con mezcla refrigerante.

La corriente de mezcla refrigerante de alta presión es enfriada y condensada parcialmente usando cuatro niveles de refrigeración con propano. Cada enfriador o intercambiador de calor opera a una temperatura específica (53.6°F, 23°F, -4°F y -32.8°F). Dichos intercambiadores se diseñan para una temperatura de acercamiento de por debajo de 37.4°F con respecto a la refrigeración del propano en los cuatro niveles de refrigeración.

La mezcla refrigerante enfriada y parcialmente condensada a alta presión es enviada a un separador bifásico.

La corriente de la fase vapor de la mezcla refrigerante que sale del separador esta a una presión de 870.42 Lpca y una temperatura de -27.4°F fluye al intercambiador de calor criogénico principal (ICCP) es sub-enfriada y luego será enviada a una válvula Joule Thompson (JT) donde es controlada y devuelta nuevamente al ICCP.

La corriente de la fase líquida de la mezcla refrigerante que sale del separador a una presión de 870.42 lpca y una temperatura de 26.6 °F fluye al ICCP es sub-enfriada para luego ser vaporizada a través de la válvula JT y devuelta al ICCP. Las corrientes de ambas fases (fase líquida y vapor) son mezcladas en el ICCP y su presión es reducida a 72.71 Lpca. El vapor formado de la mezcla refrigerante a baja presión en el ICCP, fluye nuevamente al ciclo de compresión de dicha mezcla refrigerante, para ser re-comprimida y retornada nuevamente al intercambiador de calor criogénico principal (ICCP).

3.2.2.3 Almacenamiento y entrega del gas natural licuado al buque tanque (Proceso 3)

3.2.2.3.1 Almacenamiento de GNL

Los tanques de almacenamiento de GNL para la planta son de diseño de contención secundaria. Dos tanques de 130000 m³ (4590906.67 pie³) de capacidad, acorde con la cantidad de gas licuado que debe producirse. Los tanques tienen un área común de contención de acuerdo con la NFPA-59A (Normas para la producción, almacenamiento y manipulación de GNL). El producto de GNL proveniente del intercambiador de calor criogénico principal (ICCP), es almacenado a presión cercana a la atmosférica (aproximadamente a 29.2 lpca) en los tanques de almacenamiento. Las dimensiones aproximadas de los tanques están entre los 230 pies de diámetro y 105 pies de altura con un área de 24150 pie².

Cada tanque de almacenamiento de GNL es provisto de cuatro bombas de carga internas de GNL y deben estar ubicadas en pozos de bombeo verticales.

Para mantener el enfriamiento de las tuberías cuando no se esté cargando un buque-tanque de GNL, la tubería de reciclaje de la bomba permite que las bombas de carga retroalimenten GNL para proporcionen un control de flujo preciso y mantener una circulación mínima del flujo. El vapor en los tanques de almacenamiento de GNL es recolectado por los compresores de vapor. El gas recolectado por los compresores de vapor y empleado como gas combustible para los equipos de la planta. El controlador de fases de los compresores de vapor de gas mantiene la presión en los tanques de almacenamiento de GNL en un rango deseado de presión de operación. Los tanques de almacenamiento de GNL poseen válvulas de control de presión, diseñadas para abrirse a presiones máximas predeterminadas con la finalidad de impedir que los vapores excedentes que puedan acumularse en los tanques y un posible rollover. Además, de un sistema común de contención secundaria en caso de un derrame de GNL. Esta área de contención se ubica aproximadamente entre los 1000 pies y 1400 pies de los tanques de GNL.

Se debe proporcionar un sistema de canales para desviar cualquier derrame potencial proveniente de los tanques de GNL y dentro del área de contención secundaria. Tal como se efectúa típicamente en otras instalaciones de GNL, la contención secundaria y los canales son construidos de material granular natural. En caso de ocurrir un derrame de GNL en esta área, el GNL fluirá por gravedad a un área de menor altitud donde se ubica el sistema de contención secundaria. El GNL no contamina ni daña el suelo granular en esta área, debido al efecto Leidenfrost, que ocurre cuando un líquido frío entra en contacto con una superficie caliente que está a una temperatura mucho más alta que su punto de ebullición, y que ocasiona que el líquido vaporice a una velocidad tal que forme una capa de vapor aislante entre éste y la superficie, aislando de esta forma el suelo del GNL. Debido a este efecto, el GNL no podrá migrar al suelo haciendo que no sea necesaria una membrana impermeable de sello y en la práctica actual, la industria utiliza material granular para las áreas de contención secundaria sin ningún requerimiento de permeabilidad específico. La contención se debe incrementar hasta un aproximado de un 110% para cumplir con los reglamentos

de protección ambiental para las actividades de hidrocarburos. Los tanques de almacenamiento de GNL también poseen rompedores de vacío en cada tanque, los cuales se abren para controlar el vacío máximo en cada tanque. El gas de alimentación seco y de presión alta se introduce en el tanque para impedir extraer el vacío del tanque durante operaciones de carga del buque.

3.2.2.3.2 Instalaciones marinas

La planta de GNL debe estar diseñada para incluir instalaciones marinas de carga de GNL. Como se muestra en la **Figura 3.15**, el plano general de las instalaciones marinas y **Figura 3.16**. Del proceso de construcción de las mismas.

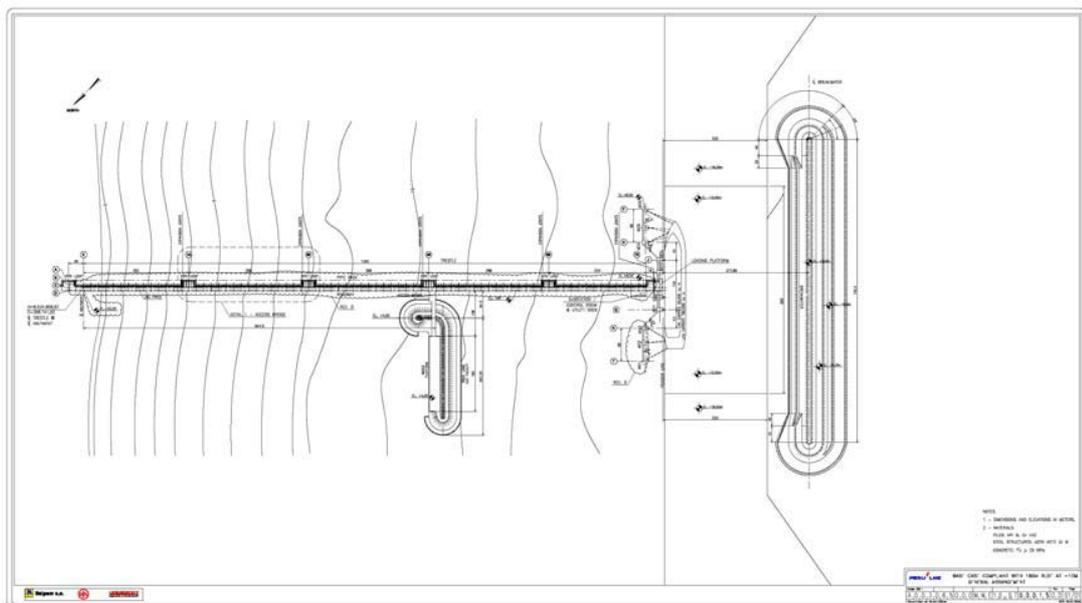


Figura 3.15.- Plano general de las instalaciones marinas.



Figura 3.16.- Construcción de las instalaciones marinas.

Las instalaciones deben poseer las siguientes áreas de entrega del GNL:

3.1.2.3.3 Puente de caballetes

Las instalaciones marinas incluyen un puente de caballetes con plataforma de aproximadamente 8 millas, de longitud y alineado con un azimut (unidad náutica medida desde el punto cardinal norte en sentido horario de 0^0 a 360^0) que se extiende desde la orilla hasta la plataforma de carga. El puente de caballetes como se muestra en la **Figura 3.17**. Consta de una superestructura soportada por caballetes de tubos de acero y un estribo de concreto moldeado en el sitio. Sobre el puente de caballetes se instalan tuberías, sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos y una vía de acceso.



Figura 3.17.- Puente de caballetes.

3.2.2.3.4 Rompeolas

Para proporcionar un adecuado atraque al buque-tanque y reducir las tensiones en los cables de amarre provocadas por el movimiento inducido por el oleaje se requiere la construcción de un rompeolas adaptado para tal fin.

Se puede seleccionar un diseño de rompeolas tipo berma, en forma de “isla” ubicada mar adentro frente al muelle de carga de GNL, sin algún tipo de conexión con la costa. El rompeolas se ubica sobre aproximadamente la isobata (puntos de profundidad de los mares y océanos) de 46 pies de profundidad y puede tener 2700 pies de longitud, alineado a los grados azimut orientado en forma más o menos paralela a la línea de costa y a la isobata correspondiente. El rompeolas se construye con una altura de cresta aproximada de 28 pies sobre el nivel bajo de la rompiente de ola. El núcleo del rompeolas puede consistir en material de roca de cantera, que incluye desde rocas muy pequeñas hasta toneladas con roca de filtro y capas expuestas conformadas por rocas de varias toneladas. No se utilizan materiales como arena o gravillas en los rompeolas; el volumen de la estructura de un rompeolas pudiera ser de aproximadamente de 40000000 pie³ de material rocoso.

3.2.2.3.5 Canal de acceso para navegación de buque-tanques de GNL

El canal de acceso para los Buque-Tanques de GNL se construye con un dragado aproximadamente entre 3 a 6 pies de profundidad, 820 pies de ancho y 2700 pies de longitud, este proporciona la profundidad de agua necesaria para el fondeo de embarcaciones a 50 pies del nivel bajo de la rompiente de ola. El canal de aproximación al área de atraque requiere de una profundidad aproximada de 60 pie al nivel bajo de la rompiente de la ola, a fin de proporcionar suficiente espacio para las operaciones de viraje del buque-tanque durante largos periodos de oleaje y con espacio libre suficiente entre la quilla del buque y el fondo del mar. El buque-tanque de GNL puede aproximarse al atracadero desde cualquier punto cardinal dependiendo de las condiciones ambientales y adicionalmente puedan requerir realizar maniobras de viraje a la llegada o partida debido a la forma de herradura que posee el canal de aproximación. Los canales de aproximación y de

partida (canal de navegación) son dragados en aproximadamente 10 pies hasta obtener una profundidad 60 pies, 820 pies de ancho y aproximadamente 9000 pies de longitud.

3.2.2.3.6 Atracadero del buque-tanque y muelle de carga de GNL

Las estructuras del atracadero de GNL constan de una plataforma de carga de 98,4 pies x 98,4 pies, cuatro defensas laterales y seis boyas de amarre. Estas estructuras del atracadero están conformadas por plataformas de acero con rejillas metálicas instaladas sobre vigas de acero y soportadas por caballetes de tubería de acero con revestimiento externo de acero. La plataforma de carga proporciona espacio suficiente para los brazos de carga, la estación del operador, suministro de energía, sistemas de control, sistemas de emergencia y acceso para una grúa móvil u otros equipos que se requieran para efectuar mantenimiento a estas instalaciones. También, se previene que el área de la plataforma esté confinada mediante un sistema de cunetas perimetrales y un sumidero de contención localizado por debajo de los brazos de carga. Se pueden prever instalaciones para el tratamiento del agua de lastre, sin embargo, los buque-tanques manejan el agua de lastre conforme al acuerdo MARPOL (Convención Internacional para la Prevención de la Contaminación causada por Buques). Los buque-tanques de GNL tienen tanques dedicados específicamente para el almacenamiento del agua de lastre, los cuales solamente almacenan agua marina limpia y esta nunca entra en contacto con algún contaminante. De acuerdo con los requerimientos anteriormente señalados, el buque-tanque renueva su lastre aproximadamente fuera de las 12 millas de la costa, el cual contiene un volumen promedio de 1694400 pies³ de agua de lastre proveniente del puerto de salida. Esta práctica ofrece la mejor medida disponible para reducir el riesgo de transferir organismos acuáticos contraproducentes. También se requiere que los cargueros de GNL cumplan con la reglamentación establecida por la Sociedad Internacional de Buque-Tanques de Gas y Operadores de Terminales (SIGGTO), la reglamentación marítima del país, así como el Programa de Manejo de Agua de Lastre de California.

3.2.2.3.7 Atracaderos para remolcadores

Se proporcionan instalaciones para el atraque permanente, normalmente de tres remolcadores, quienes permanecen tiempo completo en las instalaciones marinas. Los atracaderos para los remolcadores deben estar ubicados en las adyacencias a las boyas de amarre. El acceso de personal a los remolcadores se realiza mediante una serie de puentes elevados entre la plataforma de carga y las boyas de amarre a los atracaderos de los remolcadores. La ubicación de los atracaderos en relación con el rompeolas son escogidos para proporcionar la máxima protección tanto de la acción del mar como del oleaje. Como se muestra en la **Figura 3.18**. La ayuda de remolcadores al metanero en zona de carga.



Figura 3.18.- Remolcadores y metanero en zona de carga.

3.2.2.3.8 Muelle de servicios

Se instalan un pequeño muelle de servicios a un lado del puente de cabalotes con plataforma y aproximadamente a 296 pies de la plataforma de carga. Este muelle de servicios se utiliza para: atracar temporalmente un remolcador y abastecer a estos del combustible, para asistir a los equipos que captan agua de mar, se proporciona un área para el parqueo de vehículos y un área de trabajo para una grúa móvil que apoya el mantenimiento de rutina y operaciones de suministro a los remolcadores. El muelle de servicios tiene instalaciones para el reabastecimiento de combustible a los remolcadores y

también al igual que la plataforma de carga este tiene un sistema confinado para la contención de derrames de combustibles. Los desechos provenientes de los remolcadores son retirados en barriles o por camiones de vacío para ser procesados en los sistemas de tratamiento y manejo de residuos de la planta. Mediante un puente elevado entre la plataforma del muelle y el atracadero se brinda el acceso a los remolcadores desde el muelle de servicios. La ubicación del muelle de servicios es diseñada con relación al rompeolas para brindar protección al remolcador o a la nave de servicio y también para obtener una alta disponibilidad de atraque.

3.2.2.3.9 Manejo del vapor

Durante las operaciones normales, el vapor de enfriamiento que se producen en los tanques de almacenamiento de GNL debido a las pérdidas de calor que se generan externamente, a una tasa equivalente de 0.05 por ciento por día del inventario del tanque. El vapor proveniente de los tanques es conducido mediante compresores de vapor de gas al sistema de gas combustible de la planta, estos compresores aumentan la presión del vapor de gas a la presión del gas combustible de 420,7 lpca. Asimismo, durante las operaciones normales, una parte del GNL se mantendrá en circulación tanto en las líneas de carga como en las de retorno del buque-tanque a una tasa baja de 10590 pie³/h aproximadamente, esto con la finalidad de mantener las tuberías de carga y retorno frías y coleccionar cualquier vapor originado por el intercambio de calor en estas. Este vapor es retornado a los tanques de almacenamiento de GNL en donde es coleccionado por los compresores de vapor de gas. Todo tramo significativo de tubería de carga lleno con GNL debe tener circulación continúa a fin de garantizar una condición criogénica al producto. Durante el inicio de las operaciones de carga al buque-tanque, la cantidad de vapor de enfriamiento aumenta significativamente. Estos vapores se producen debido al desplazamiento de volumen en los tanques dentro del buque-tanque, la energía producida por las bombas de la planta, el diferencial de presión entre el buque-tanque y los tanques, y a las pérdidas de calor a través de las tuberías de los brazos de carga. Se puede disponer de una antorcha marina

para el venteo del vapor y de una tubería de retorno hacia la planta para complementar el ciclo de mezcla refrigerante del intercambiador de calor criogénico principal (ICCP). El sistema de compresión de vapor de gas en la planta debe tener la suficiente capacidad para evitar el venteo y quema innecesaria de gas. Cuando no se realicen operaciones de carga, las tuberías se deben mantener frías con una recirculación de aproximadamente un 30% de la corriente del residual de GNL. Durante el modo de carga del buque-tanque, la descarga del GNL debe ser continua. El GNL bombeado desde los tanques entra al cabezal de carga, donde una parte del GNL es desviado al cabezal de retorno.

3.2.2.3.10 Ayudas de navegación

Las siguientes ayudas de navegación son proporcionadas en la proximidad de las instalaciones y estructuras marinas:

- Radiofaro.
- Boyas marinas.
- Luces de entrada.
- Boyas de entrada al canal.
- Marcas referenciales del rompeolas.
- Marcas referenciales de las boyas de amarre más distantes.
- Sistema de ayuda con láser para el atraque y control de la velocidad y distancia de aproximación al muelle.

3.2.2.3.11 Brazos de carga de GNL

La carga de GNL se realiza a través de cuatro brazos giratorios de 16 pulgadas especialmente diseñados como se muestra en la **Figura 3.19**. Tres de los brazos son utilizados para la carga de GNL y uno para el retorno de vapor hacia los compresores de vapor de Gas. Uno de los tres que son utilizados para la carga de GNL, puede ser usado para retorno de vapores. Estos brazos de carga disponen de acoples con mecanismo de desconexión activado por control remoto en caso de emergencia y cuando sea necesario desembarcar rápidamente el buque-tanque durante operaciones de carga de GNL. Los acoples de desconexión de emergencia

tienen válvulas dobles de bloqueo que están mecánicamente enlazadas y se cierran antes de que se realice la desconexión para reducir el derrame de GNL a menos de 0.706 pie³. El diseño de la tasa de carga desde la planta al buque-tanque es de aproximadamente 397125 pie³/h utilizando los tres brazos de carga. Las bombas están dimensionadas para cargar una cantidad aproximada de 4730200 pie³ de GNL en 12 horas a un buque-tanque. Los brazos tienen la capacidad de permitir todas las combinaciones de movimiento del buque-tanque relacionado con cambios en la condición de calado, cambios en la marea y condiciones de oleaje en el muelle de carga.



Figura 3.19.- Brazos de carga de GNL.

3.2.2.3.12 Drenaje y contención de derrames de GNL

La plataforma de carga debe poseer un sistema cerrado de drenaje en caso de contención de pequeños derrames de GNL. El sistema es dimensionado para manejar un derrame con una duración de aproximadamente 70 segundos que es más del tiempo requerido para observar y ejecutar un apagado de emergencia. Dicho derrame de GNL es retenido en un área cerrada de la plataforma y es recogido en un recipiente de acero inoxidable ubicado debajo del muelle y por encima de la superficie del agua. Este sistema de contención de GNL es adicional a los requerimientos establecidos en el NFPA-59 A. Adicionalmente, se instalan

un sistema de contención alrededor del tanque elevado de combustible diesel con el fin de contener cualquier derrame accidental relacionado con la operación de este tanque. Además, todo el desagüe sanitario generado por las operaciones del cuarto de mando en el puente de cabalotes debe ser recolectado en un sumidero y retirado periódicamente por un camión de vacío a la planta de tratamiento de agua residual.

3.2.2.3.13 Estructuras de defensas laterales y de amarre

Estas estructuras pueden tener cuatro defensas laterales y seis boyas de amarre. Todas las fuerzas de atraque ó amarre del buque tanque son resistidos por las estructuras de defensas laterales y de amarre mencionados anteriormente. Cada una de estas estructuras de atraque y amarre son equipada con un sistema de monitoreo de carga, luces y un sistema de ganchos de amarre que pueden ser liberado rápidamente mediante control manual o remoto.

3.2.2.3.14 Torre de acceso

Se debe disponer de una torre de acceso hidráulica y articulada en una de las estructuras de atraque interiores para permitir la entrada y salida del buque-tanque a la tripulación, funcionarios de aduanas, de salud, oficiales de puertos, etc. Asimismo, se debe proporcionar un sistema de emergencia para liberar la torre con el fin de desconectar o evacuar el buque durante una emergencia.

3.2.2.3.15 Asistencia para el atraque de buques y sistema de monitoreo de carga de GNL

Se debe proporcionar un sistema de asistencia al atraque mediante el cual se informe en tiempo real sobre la velocidad de aproximación, la distancia y el ángulo de aproximación para un buque a una distancia aproximada de 656 pies del atracadero. También, se debe proporcionar un sistema de monitoreo de carga del buque para informar en tiempo real al operador de la planta sobre las cargas en todas las líneas de amarre. Todos estos sistemas deben estar integrados a otros sistemas de información tales como radares de las condiciones climatológicas y sistemas de monitoreo del brazo de carga.

3.2.3 Dimensionamiento de los equipos principales que conforman el proceso de gas natural licuado.

Para el desarrollo de este objetivo contamos con el simulador PRO II 8.1, donde se pudo obtener datos específicos para el dimensionamiento de los equipos principales que conforman el proceso de gas natural licuado. Utilizando como base de diseño la producción de 620 MMPCND de GNL en la unidad de refrigeración y licuefacción de gas natural seco. Además, contamos con especificaciones mostradas en la *Tabla 3.2*, *Tabla 3.3*, *Tabla 3.4*, *Tabla 3.5* y *Tabla 3.6*, respectivamente y de una data optimizada de flujo de todas las corrientes de proceso APCI C3MR en la planta de GNL en Melchorita, Perú, información suministrada por la empresa Air Products Chemical Inc. (ver *Anexo E*). Para dicha data, se efectuó la conversión de unidades del sistema internacional al sistema inglés.

La simulación en PROII 8.1, se inicio introduciendo todas las condiciones de diseño del gas de alimentación. Por ejemplo en la corriente NG-FEED a la unidad de refrigeración y licuefacción como se muestra en la *Figura 3.20* y *Figura 3.21*.

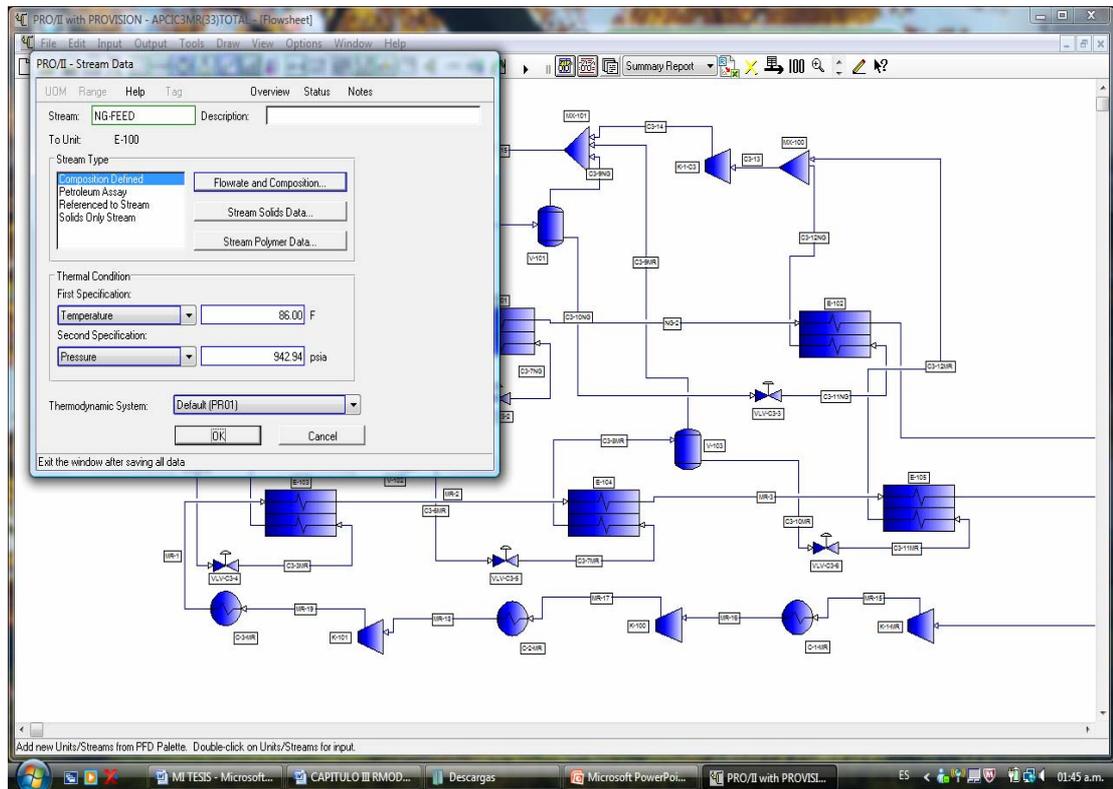


Figura 3.20.- Especificaciones de temperatura y presión de la corriente de alimentación de gas natural seco en el simulador PROII 8.1.

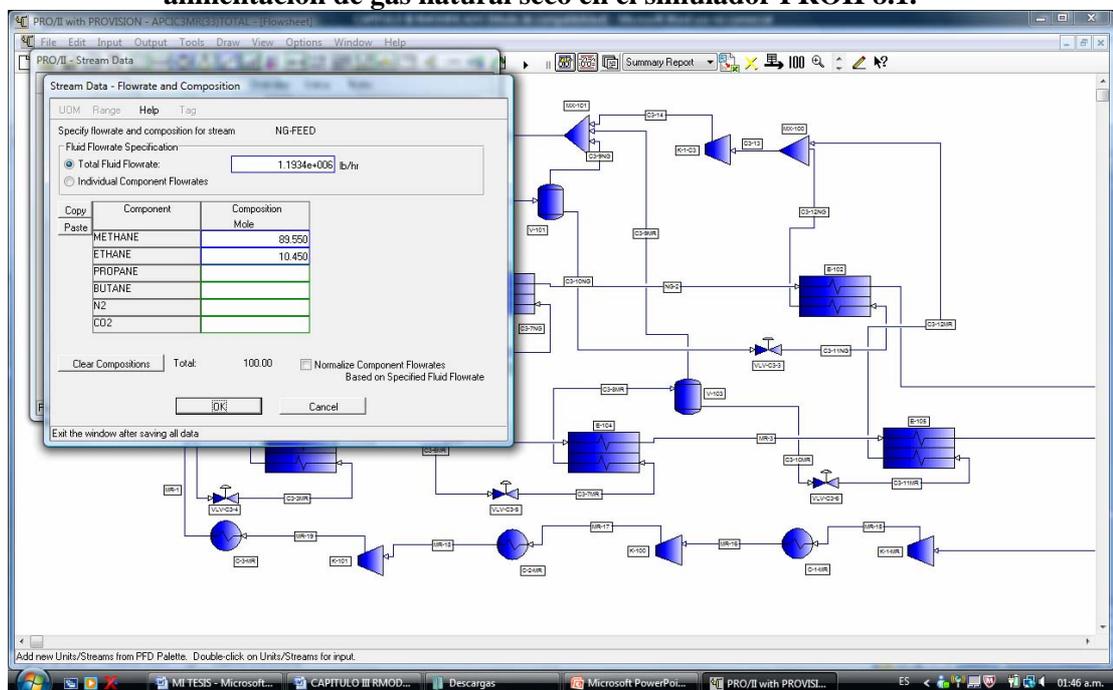


Figura 3.21.- Especificaciones composición y flujo total de la corriente de alimentación de gas natural seco en el simulador PROII 8.1.

Como se muestra en la **Figura 3.22**, se introduce el paquete termodinámico para nuestro caso, trabajamos con la ecuación de Peng Robinson.

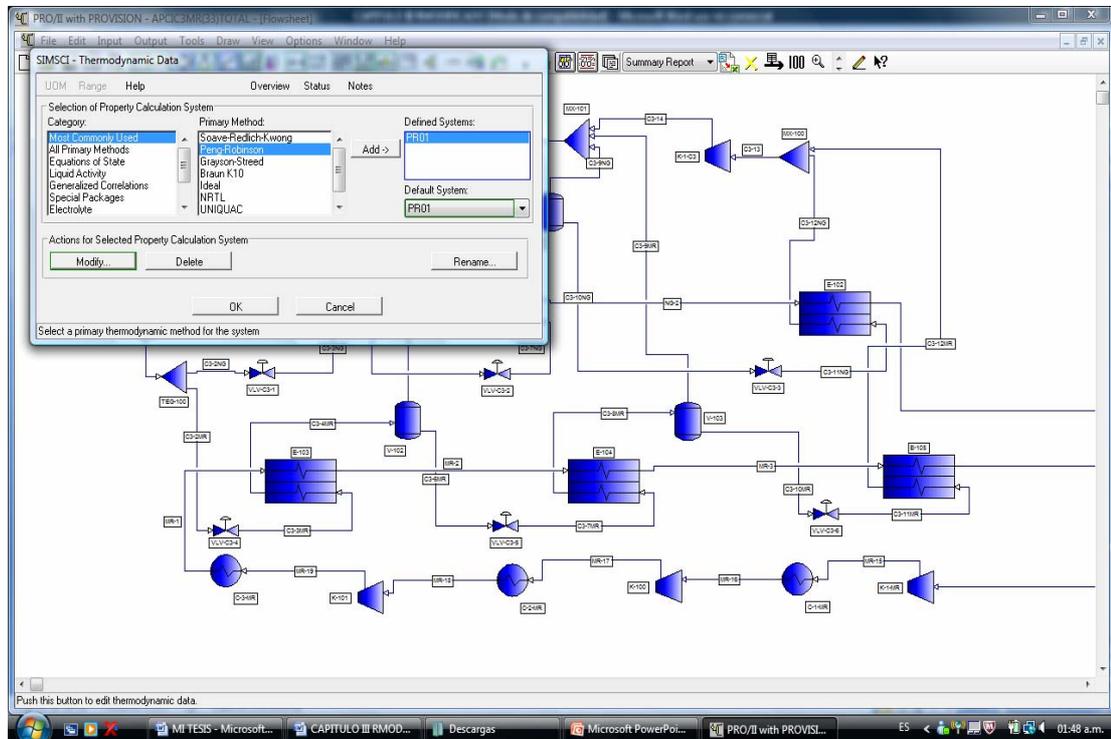


Figura 3.22.- Especificaciones del paquete de dato termodinámico en el simulador PROII 8.1.

Con el reporte del simulador se obtuvo de manera directa el dimensionamiento de algunos equipos principales que conforman el proceso de gas natural licuado, específicamente de los compresores de propano y de mezcla refrigerante. Para determinar el dimensionamiento de estos equipos solo se debe mostrar la potencia de estos equipos en unidades HP (caballos de potencia) y la eficiencia adiabática en cantidad porcentual (%).

Para el caso de los intercambiadores de calor criogénico o cajas frías del gas natural - propano e intercambiadores de calor criogénico de mezcla refrigerante – propano, se efectuó el cálculo del área correspondiente a cada equipo mediante la ecuación de velocidad de transferencia de calor. El simulador reportó datos de temperaturas en grados $^{\circ}\text{F}$ de las distintas corrientes entradas y salidas de cada uno de estos equipos, velocidad de transferencia de calor en unidades BTU/h.

El coeficiente global de transferencia de calor igual a 700 BTU/h pie² °F. Este valor se asume como premisa para el dimensionamiento de intercambiadores de calor criogénico, dato el cual, fue proporcionado por un documento especializado en licencias tecnológicas para la producción de GNL. El documento lleva por título “Evaluation of LNG Technologies” publicado en abril de 2008 (ver *Anexo F*).

a) Validación del modelo utilizado

Es de esperarse que la teoría varíe un poco de lo práctico, debido a esto, se realiza un cálculo mediante la *Ecuación 3.1*, para obtener la desviación de la temperatura del GNL, medidos en grados Fahrenheit (°F), de salida a la planta y es de la siguiente manera:

$$\% \text{ desviación} = \frac{T_{\text{Teórica}} - T_{\text{Práctica}}}{T_{\text{Teórica}}} * 100$$

Ecuación 3.1.- Porcentaje de desviación.

$$\% \text{ desviación} = \frac{-261.58 - (-246.86)}{-261.58} * 100$$

$$\% \text{ desviación} = 5.63 \%$$

El simulador y el reporte del proceso de pre-enfriamiento y licuefacción de la planta de GNL son presentados en el *Anexo G*.

3.2.3.1 Dimensionamiento de los compresores

Sencillamente los datos son reportados en el simulador PROII 8.1

3.2.3.1.1 Muestra de cálculo de los compresores

3.2.3.1.1 Dimensionamiento del compresor de propano K-3-C3

Para la muestra de cálculo del dimensionamiento del compresor de propano de alta presión K-3-C3, como se muestra en la *Figura 3.23*, se hace un click con el cursor, se mueve el cursor a la ventana View text results del simulador PRO II 8.1 y aparecerá el reporte para el compresor K-3-C3, como se muestra en la *Figura 3.24*.

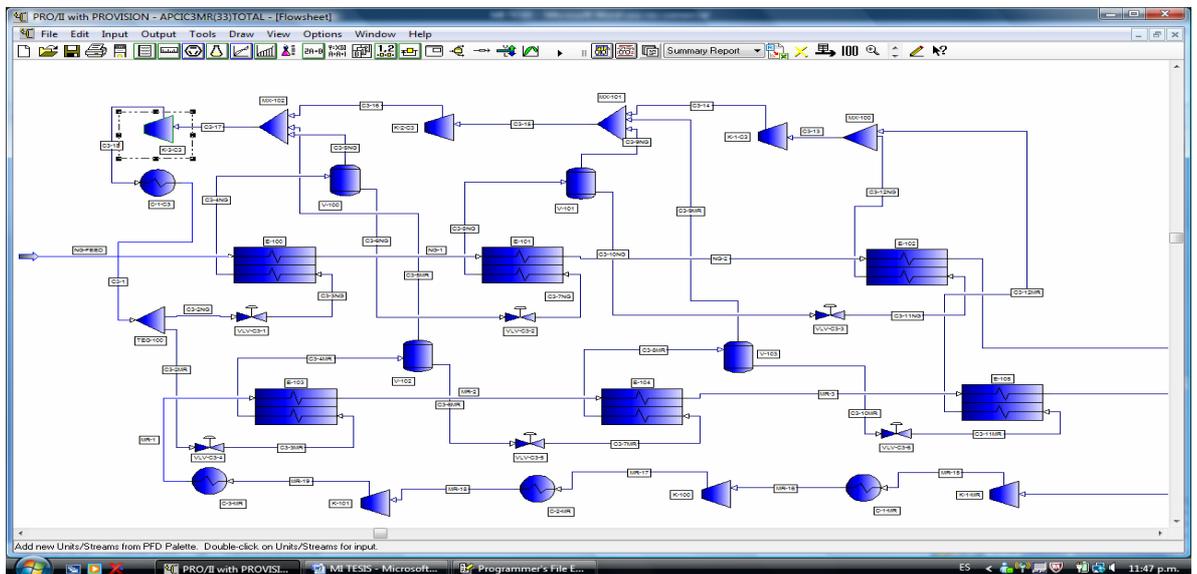


Figura 3.23.- Ubicación del compresor K-3-C3 en el simulador PROII 8.1.

Como se muestra en la *Figura 3.24*, el compresor de propano de alta presión K-3-C3 posee una potencia de 72567.23 Hp y una eficiencia adiabática de 73.13%.

Compressor 'K-3-C3'

	User Input	Calculated
Feeds	C3-17	
Products	C3-18	
Outlet Temperature, F		125.86
Outlet Pressure, PSIA	158.24	158.24
Pressure Increase, PSI		89.60
Actual Work, HP		72567.23
Head, FT		17997.60
Adiabatic Efficiency	77.13	77.13
Polytropic Efficiency		78.39

Figura 3.24.- Reporte del compresor K-3-C3 en el simulador PROII 8.1.

Este mismo procedimiento se realiza con los otros compresores involucrados en el proceso y los resultados de cada uno de ellos están reflejados en la *Tabla 4.1* y *Tabla 4.2* del **Capítulo IV**.

3.2.3.2 Dimensionamiento de los intercambiadores de calor criogénico

Para el dimensionamiento o cálculo del área de transferencia de los intercambiadores de calor criogénico se hace un algoritmo correspondiente a cada equipo de la siguiente manera:

1. Mediante el reporte del simulador PROII 8.1. Recolectar datos de temperatura fría y caliente de entrada y salida de cada corriente del intercambiador de calor criogénico,

$$\left. \begin{array}{l} T(x)c \\ T(x)f \end{array} \right\} \text{ Temperaturas de la corriente que se va a enfriar (}^{\circ}\text{F).}$$

$$\left. \begin{array}{l} T(y)c \\ T(y)f \end{array} \right\} \text{ Temperaturas de la corriente que se va a calentar (}^{\circ}\text{F).}$$

calcular la media logarítmica del diferencial de temperatura mediante la **Ecuación 3.2.**

$$\Delta T_{lm} = \frac{((T(x)c - T(x)f) - (T(y)c - T(y)f))}{\ln((T(x)c - T(x)f) / (T(y)c - T(y)f))} \quad (^{\circ}\text{F})$$

Ecuación 3.2.- Media logarítmica del diferencial de temperatura.

2. El dato de velocidad de transferencia de calor Q (Btu / h) es dado directamente por el simulador PROII 8.1.
3. La premisa de diseño es el coeficiente global de transferencia de calor para intercambiadores de calor criogénico de placas con aletas:

$$U = 700 \text{ Btu} / ^{\circ}\text{F h pie}^2$$

4. Mediante la **Ecuación 3.3** de velocidad de transferencia de calor y el despeje de la variable A (pie^2), se calcula el área de transferencia de calor para el equipo:

$$Q = \Delta T_{lm} / U * A \text{ (Btu/h)}$$

Ecuación 3.3.- Velocidad de transferencia de calor.

Despejamos la ecuación anterior y nos queda de la manera siguiente:

$$A = Q / U \cdot \Delta T_{lm} \text{ (pie}^2\text{)}$$

3.2.3.2.1 Muestra de cálculo de los Intercambiadores de calor criogénico

3.2.3.2.1.1 Dimensionamiento del Intercambiador de calor criogénico E-100

Paso 1 - Como se muestra en la *Figura 3.25*, con el reporte del equipo E-100 podemos recoger los datos de temperaturas de las corrientes de gas natural y propano.

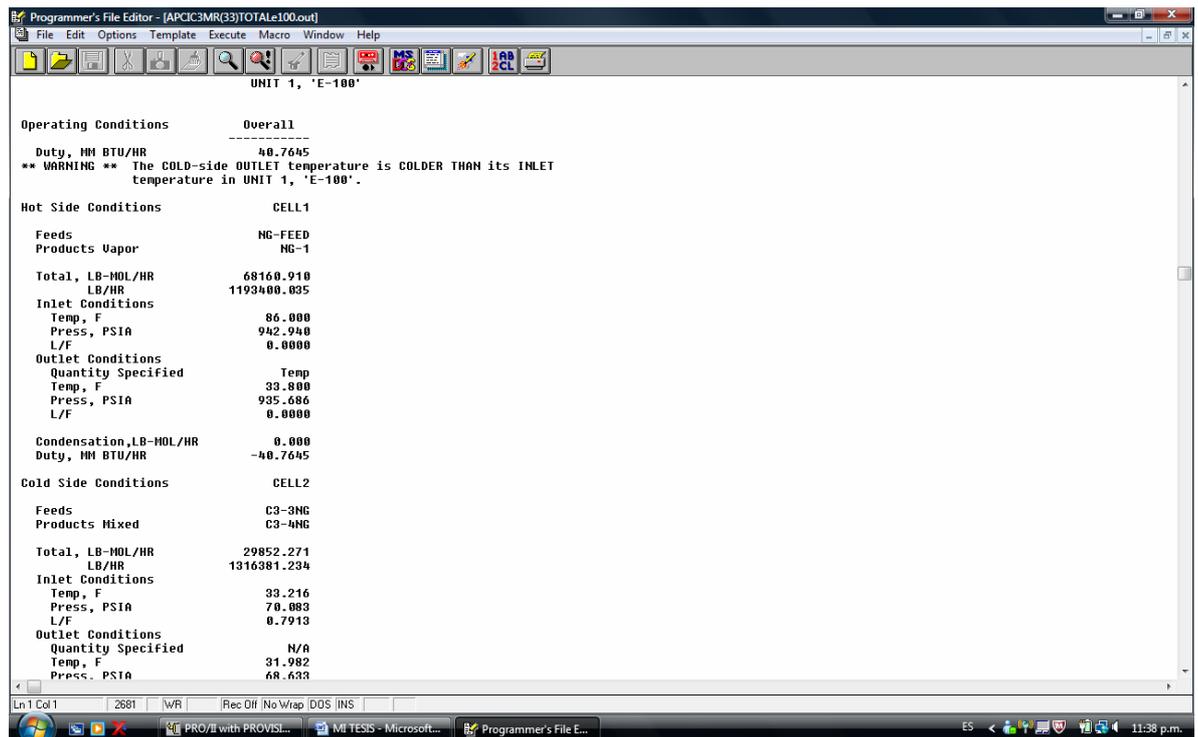


Figura 3.25.- Reporte del simulador PROII 8.1 del equipo E-100.

$$T(\text{GN})_c = 86 \text{ } ^\circ\text{F} \qquad T(\text{P})_c = 33.216 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$T(\text{GN})_f = 33.8 \text{ } ^\circ\text{F} \qquad T(\text{P})_f = 31.982 \text{ } ^\circ\text{F}$$

Paso 2.-
$$\Delta T_{lm} = \frac{(86 - 33.8) - (33.216 - 31.982)}{\ln((86 - 33.8) / (33.216 - 31.982))} \quad (^\circ\text{F})$$

$$\ln((86 - 33.8) / (33.216 - 31.982))$$

$$\Delta T_{lm} = 13.61 \text{ } ^\circ\text{F}$$

Paso 3.-
$$Q_{E-100} = 40.7645 \text{ MM Btu/h} = 40.7645\text{E}+06 \text{ Btu/h}$$

Paso 4.- $U = 700 \text{ Btu} / ^\circ\text{F h pie}^2$

Paso 5.- $Q_{E-100} = \Delta T_{lm} / U.A \text{ (Btu/h)}$

$$A = Q_{E-100} / U. \Delta T_{lm} \text{ (pie}^2\text{)}$$

$$A = (40.7645E+06 \text{ Btu/h}) / (700 \text{ Btu} / ^\circ\text{F h pie}^2 * 13.61 ^\circ\text{F})$$

$$A_{E-100} = 4278.92 \text{ pie}^2$$

Para los intercambiadores de calor criogénico E-101, E-102, E-103, E-104 y E-105, y del Intercambiador de calor criogénico principal E2 y E3, se realizan el mismo procedimiento. Los resultados son cotejados en el **capítulo IV** en la **Tabla 4.3**, **Tabla 4.4** y **Tabla 4.5**, respectivamente.

3.2.4 Señalar las ventajas del sistema de refrigeración desarrollado en el proceso de licuefacción de gas natural.

Para el desarrollo de este objetivo sencillamente podemos decir que el proceso APCI C3MR minimiza el número de equipos en los ciclos de pre-enfriamiento y licuefacción de GNL, ya que el uso de propano como refrigerante para ambos ciclos permite una alta eficiencia y rentabilidad en el control de las operaciones de la planta de GNL.

El proceso APCI C3MR prevé una alta flexibilidad debido a que la planta pudiese en un futuro duplicar su capacidad de producción del gas natural licuado, ya que la empresa Air Products and Chemicals Inc. posee una extensión de planta llamada AP-X, la cual es otro intercambiador de calor criogénico que funciona con un ciclo de nitrógeno expandido. Como podemos mostrar en la **Figura 3.26**.

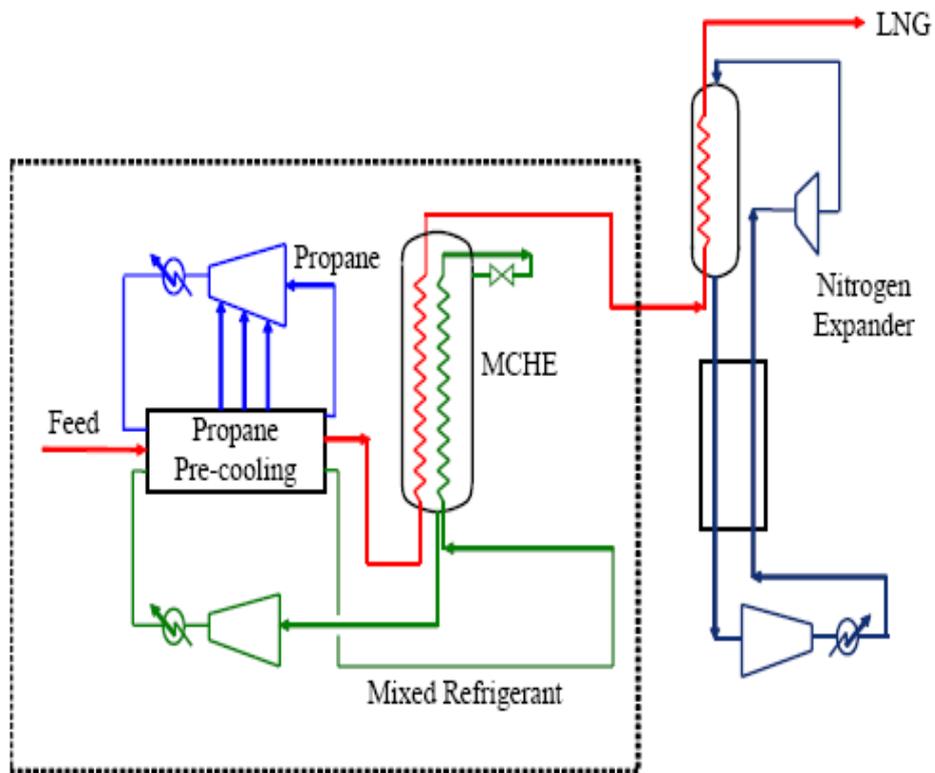


Figura 3.26.- Ciclo de nitrógeno expandido AP-X.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DICUSIONES

Los resultados arrojados por el simulador PROII 8.1, pudimos recabar valores de potencia, eficiencia térmica y presión de salida para cada compresor en cada ciclo y para los intercambiadores de calor criogénico, obtuvimos el área de transferencia de calor y la energía necesaria para obtener el pre-enfriamiento y licuefacción en la planta de GNL.

Compresor	Potencia (hp)	Eficiencia adiabática (%)	Presión de salida (lpca)
K-3-C3	72567.23	77.13	158.24
K-2-C3	32316.44	77.13	68.63
K-1-C3	17051.57	77.13	35.80
	121935.24		

Tabla 4.1.- Especificaciones de diseño de compresores en el ciclo de propano.

Con respecto a la **Tabla 4.1**, la potencia y la presión de cada compresor de propano, se pudo obtener una indiscutible diferencia de resultados, y esto debido a que, por ir en contracorriente, el compresor K-3-C3, requiere que ejerza una mayor presión del propano y convertir el trabajo mecánico en presión y temperatura adecuada para poder pre-enfriar el gas natural alimentado. La disminución de la presión es notoria a partir del compresor K-3-C3 al K-1-C3. Lo que demuestra que a nivel de eficiencia térmica los tres valores se ajustan a un valor que puede considerarse como aceptable ya que en la realidad no existe un 100% de eficiencia térmica.

Compresor	Potencia (hp)	Eficiencia adiabática (%)	Presión de salida (lpca)
K-101	45306.71	75.50	696.18
K-100	53258.41	75.50	490.66
K-1-MR	141786.37	76.57	333.01
	240351.49		

Tabla 4.2.- Especificaciones de diseño de compresores en el ciclo de mezcla refrigerante.

La **Tabla 4.2**, los resultados de potencia, y presión de salida, para los compresores de mezcla refrigerante, muestran un comportamiento que concuerda con el de los compresores de propano, es decir la potencia es proporcional a la presión de salida ya que transforma el trabajo mecánico en energía interna, con la diferencia de los elevados valores alcanzados por este circuito y que era de esperarse, ya que la mezcla refrigerante, por estar compuesta por varios hidrocarburos y cuya función principal es licuar y sub enfriar el GNL, requiere de una mayor energía para que esto se logre.

Intercambiador de calor criogénico (gas natural-propano)	Área (pie ²)	Btu/h
E-100	4278.92	40.77E+06
E-101	3622.53	28.36E+06
E-102	3532.93	32.43E+06

Tabla 4.3.- Especificaciones de diseño de los intercambiadores de calor criogénico (gas natural-propano).

Como se puede apreciar en la **Tabla 4.3**, el área de transferencia es inversamente proporcional al calor que ejerce cada intercambiador de calor criogénico, es decir, como en el primer intercambiador (E-100) existe una mayor afectación en la temperatura, es de esperarse que el área sea mayor que en los otros dos equipos, además se muestran valores de calor necesarios para producir

el pre-enfriamiento del gas natural a la presión y temperatura de diseño para cada uno de estos equipos.

Intercambiador de calor criogénico (mezcla refrigerante-propano)	Área (pie²)	Btu/h
E-103	19951.48	186.59E+06
E-104	35281.64	283.28E+06
E-105	14868.86	343.60E+06

Tabla 4.4.- Especificaciones de diseño de los intercambiadores de calor criogénico (mezcla refrigerante-propano).

La *Tabla 4.4*, se observan áreas de transferencias de calor mucho mayor que en el sistema de pre-enfriamiento del gas natural, ya que este sistema de refrigeración debe ser lo suficientemente eficaz y poder pre-enfriar la mezcla refrigerante a la temperatura y presión específica y poder enviar dicha mezcla refrigerante al intercambiador de calor criogénico principal donde ocurre en proceso de licuefacción del GNL. Este sistema requiere un alto consumo de energía.

Intercambiador de calor criogénico (gas natural-mezcla refrigerante)	Área (pie²)	Btu/h
E2	12591.42	1253.03E+06
E3	4763.28	107.28E+06

Tabla 4.5.- Especificaciones de diseño de los intercambiadores de calor criogénico (gas natural-mezcla refrigerante).

En la *Tabla 4.5*, se destaca el intercambiador de calor criogénico E2, y es razonable ya que debe ir eliminando calor del GNL, el cual, debe requiere mayor

área de transferencia de calor criogénico y consumo energético con respecto al intercambiador E3, el cual, continua solo el proceso de descenso de la temperatura del GNL con mucho menos área de transferencia de calor y por consiguiente un menor consumo de energía.

Temperatura teórica(°F)	Temperatura simulador(°F)	% desviación
-261.58	-246,86	5,63

Tabla 4.6.- Porcentaje de desviación de la temperatura de salida del GNL.

La **Tabla 4.6**, arrojó una pequeña diferencia de temperatura a la salida del GNL con respecto al valor facilitado por la empresa Perú GNL. Este porcentaje de desviación puede atribuirse al hecho de que existen variantes entre lo que se considera un proceso simulado o ideal (simulador PROII 8.1) y la realidad (planta de GNL Melchorita Perú).

CONCLUSIONES

- El proceso APCI C3MR es la licencia tecnológica más usada para el proceso de producción de GNL a nivel mundial.

- Se validó el proceso de obtención de gas natural licuado con una desviación de 5.63%.

- Para producir la cantidad de gas natural licuado en la unidad de refrigeración y licuefacción se requiere de 424563.43 hp.

- Se requiere un flujo de 877881 lb/h de propano para pre-enfriar 2343518 lb/h de gas natural.

- Se requiere un flujo de 6164130 lb/h de mezcla refrigerante para licuar 2343518 lb/h de gas natural.

BIBLIOGRAFIA

1. **Badeer, G.** “General Electric aeroderivative gas turbines – design and operating features”. GER - 3695E.
2. **Barberii, E.** “El Pozo Ilustrado”. 4ta Edición. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Caracas, Venezuela, (1998).
3. **Bruce, V y Lopez, C.** “A grassroots gas liquefaction project optimized for cost in difficult times”. Deputy General Manager PERU LNG (Julio - 2009).
4. **Chellini, R.** “Nuovo pignone successfully tests new an250 axial compressor greater capacity for use in LNG applications”. (Diciembre -2005).
5. **Foss, M.** “Introducción al GNL”. Center for Energy Economics, University of Texas, Bureau for Economic Geology, (2003).
6. **General Electric Oil & Gas.** “Centrifugal & Axial Compressors” Nuovo Pignone S.p.A.via F. Matteucci, 2. 50127 Florence – Italy. www.ge.com/oilandgas.
7. **Guerrero, R y González, M.** “Análisis comparativo de procesos de licuefacción de gas natural”. Departamento de Mecánica Universidad Simón Bolívar Baruta, Miranda, Venezuela. XVIII Convención de Gas, AVPG, Caracas, Venezuela, 27 - 29 de Mayo, 2008.

8. **Helgestad, D. “Modelling and optimization of the C3MR process for liquefaction of natural gas”.** (Diciembre 10, 2009).
9. **Jiménez, A. “Diseño de Procesos en Ingeniería Química”.** Editorial Reverté, (2003).
10. **Miller, j. Carmona, P y Lezama, A. “Documento presentado en la 6^{ta} Conferencia de Doha sobre el gas natural”** (Octubre 29 - Noviembre 1, 2007).
11. **Organismo supervisor de la inversión en energía minera OSINERGMIN “Contratación de empresa supervisora de nivel a para certificar la construcción de la planta de licuefacción de Pampa Melchorita, Perú”.** (Octubre de 2009).
12. **Perú LGN S.R.L. “Modificación al estudio de impacto ambiental del proyecto de exportación de GNL Pampa Melchorita, Perú”.** (Noviembre 2005).
13. **Pillarella, M.Liu,Y, Petrowski, J y Bower, R. “The c3mr liquefaction cycle: versatility for a fast growing, ever changing LGN Industry”.** Air Products and Chemicals, Inc. Allentown, Pennsylvania. Paper PS2-5. (Julio 2009).
14. **Rivera, V. Ayema, A y Oluwaseun, H. “Evaluation of LNG Technologies”.** (Abril 30, 2008).
15. **Vince, A. “Introducción de flexibilidad en la Operación de Planta de GNL”.** Enciclopedia Volumen V. (2008).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	REALIZACIÓN PRELIMINAR DEL DISEÑO DE UNA PLANTA DE GAS NATURAL LICUADO (GNL).
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Angélica María Briñez Ordozgoite	CVLAC: 15.632.369 EMAIL: angelikmbo@hotmail.com
Carlos Francisco González Hernández	CVLAC: 10.838.972 EMAIL:cgef-gh@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Tratamiento del gas natural
Sistemas de pre-enfriamiento
Ciclos de compresión
Intercambiador de calor criogénico
Licuefacción
Área de transferencia de calor
Simulación PROII 8.1

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El diseño preliminar de una planta de gas natural licuado comprende de muchos parámetros, los cuales, requieren de estudios minuciosos de empresas especializadas en operaciones de planta de exportación de GNL con una capacidad nominal estimada acorde con la cantidad de gas alimentación y la composición específica del gas natural de entrada a la planta. La planificación de ingeniería de detalle en todo lo referente a los componentes involucrados en tratamiento y licuefacción va a depender de la inversión de recursos que se dispongan para el diseño de la planta gas natural licuado. En la presente monografía se desarrollara un diseño preliminar de una planta de gas natural licuado tomando como referencia la composición de un gas de alimentación libre de sulfuro de hidrogeno y de una alta composición de metano y etano y cantidades despreciables de líquidos de gas natural. De acuerdo a esta composición se hizo un estudio específico del montaje de equipos e infraestructura de una planta de gas natural licuado. El pre- enfriamiento y licuefacción del gas natural se desarrollo mediante el proceso de propano pre-enfriado y mezcla de refrigerante de la empresa Air Products and Chemicals, Inc. (APCI C3MR), que utiliza dos tipos de ciclos de refrigeración para pre-enfriar y licuar el gas natural de alimentación.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Nelson Ferreira	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	8.869.051			
	E_MAIL	nelfr@hotmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010 AÑO	08 MES	12 DÍA
-------------	-----------	-----------

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Diseño de planta de GNL	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K
L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1
2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: “Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”

Angélica Briñez
AUTOR

Carlos González
AUTOR

Nelson Ferreira
TUTOR

Yraima Salas
POR LA SUBCOMISION DE TESIS