

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

SIMULACIÓN Y ESTUDIO DE COSTOS DE UN MÓDULO DE LICUEFACCIÓN PARA GAS NATURAL DE QUEMA Y/O VENTEO

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. René Javier Rivero Arrieta
para optar por el título de Ingeniero Químico

Caracas, 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**SIMULACIÓN Y ESTUDIO DE COSTOS DE UN MÓDULO DE
LICUEFACCIÓN PARA GAS NATURAL DE QUEMA Y/O VENTEO**

TUTORES:

Prof. Francisco Yáñez

Prof. Edgar Chacón

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. René Javier Rivero Arrieta
para optar por el título de Ingeniero Químico

Caracas, 2015

Caracas, octubre de 2015

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller René Javier Rivero Arrieta, titulado:

**SIMULACIÓN Y ESTUDIO DE COSTOS DE UN MÓDULO DE
LICUEFACCIÓN PARA GAS NATURAL DE QUEMA Y/O VENTEO**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudio conducente al título de Ingeniero Químico, y sin que esto signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.



The image shows the signatures and names of the jury members and the academic tutor. In the center is a blue circular stamp of the Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Química. The signatures are as follows:

- Top left: **Prof. Johliny Casanova**, Jurado
- Top right: **Prof. Omaira Camacaro**, Jurado
- Bottom left: **Prof. Francisco Yáñez**, Tutor Académico
- Bottom right: **Prof. Edgar Chacón**, Tutor Académico

DEDICATORIA

He de dedicarle este libro

a todo aquél que vive de su trabajo,

a ese 99% que lucha y vive el día a día

forjando con sus manos el destino de este mundo.

AGRADECIMIENTOS

A mi padres, Martha y René, y a mis hermanas Gaby y Patty, por apoyarme incondicionalmente durante todo momento en el camino recorrido, que no es poca cosa. Sin ustedes, simplemente no hubiera sido posible llegar hasta aquí.

A mi compañera y amor de vida, Lucero Benítez, por luchar siempre a mi lado en las buenas y en las malas, darme inspiración y hasta un empujón cuando más lo necesitaba.

A mis tutores, Francisco Yáñez y Edgar Chacón, por darme la oportunidad de aportar un granito de arena al desarrollo del país con este trabajo.

A mi sobrino Néstor Javier, quien me saca una sonrisa en cada pasito que avanza y con cada travesura que hace.

A mis amigos, con quienes he compartido momentos y alegrías inolvidables.

A todos mis compañeros del equipo de fútbol de la UCV, así como nuestro entrenador Ricardo “Tigana” Campos, con quienes compartí en el campo de batalla las más amargas de las derrotas y también las más gloriosas victorias.

Y a todos mis seres queridos y admirados, quienes ya no están con nosotros en este mundo.

Rivero A., René J.

**SIMULACIÓN Y ESTUDIO DE COSTOS DE UN MÓDULO DE
LICUEFACCIÓN PARA GAS NATURAL DE QUEMA Y/O VENDEO**

Tutores Académicos: Msc. Francisco Yáñez e Ing. Edgar Chacón

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química.

2015, 63 p.

Palabras clave: Gas natural licuado (G.N.L.), Quema, Venteo, Energía,
Planta modular, Rentabilidad, Medio ambiente, Simulador HYSYS.

Resumen. El Gas Natural es el combustible fósil más abundante en el planeta tierra, posee alto valor energético y emite menos gases de efecto invernadero que otros combustibles fósiles. Venezuela cuenta con las reservas de gas más grandes de Latinoamérica, las cuales se encuentran mayormente en yacimientos asociados al petróleo donde buena parte del gas es quemado y/o venteado a la atmósfera. El presente trabajo buscó encontrar la tecnología más idónea para licuar este gas de quema y/o venteo en una planta con formato modular, simular la planta y luego hacer un estudio económico, para estimar su costo y evaluar su rentabilidad.

Para ello se evaluaron y se compararon distintos métodos de ponderación de características, y luego se eligió la tecnología más idónea en una matriz de selección. También se usó el simulador HYSYS para estudiar las condiciones de operación de la planta, además de realizar un estudio de sensibilidad para evaluar el comportamiento de la misma ante distintos escenarios de disponibilidad de gas. Por último se hizo un estudio de costos y rentabilidad para dos distintos escenarios de valorización del GNL, mediante el uso de flujos de caja y el cálculo del valor presente neto. De esta forma, se encontró que la planta proyectada es rentable y que conviene sustituir los combustibles líquidos del mercado interno venezolano por GNL, ya que es aún más rentable que colocar el GNL producido directamente en mercados internacionales.

ÍNDICE DE CONTENIDO

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
I.2 OBJETIVOS	5
I.2.1 Objetivo General.....	5
I.2.2 Objetivos Específicos.....	5
I.3 EXPOSICIÓN DE ANTECEDENTES	5
MARCO TEÓRICO	8
II.1 GAS NATURAL	8
II.2 CARACTERIZACIÓN DEL GAS NATURAL.....	8
II.2.1 GNL	8
II.2.2 LGN	9
II.2.3 GLP.....	10
II.2.4 GNC.....	10
II.2.5 Otras caracterizaciones del gas.....	10
II.3 TRATAMIENTO PREVIO A LA LICUEFACCIÓN	11
II.3.1 Remoción de gases ácidos	14
II.3.2 Deshidratación	14
II.3.3 Remoción de mercurio.....	14
II.3.4 Remoción de nitrógeno.....	15
II.3.5 Recuperación de LGN	15
II.3.6 Entrada de gas tratado al módulo GNL	15

II.4 LICUEFACCIÓN DEL GAS NATURAL.....	16
II.5 TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL.....	19
II.6 DISPONIBILIDAD Y CONDICIONES DE GAS DE QUEMA Y/O VENTEO EN EL ORIENTE VENEZOLANO	22
II.7 SOBRE EL FORMATO MODULAR DE LA PLANTA	24
II.8 DIMENSIONAMIENTO DEL MÓDULO GNL.....	24
MARCO METODOLÓGICO.....	27
III.1 RECOPIACION DE INFORMACIÓN.....	27
III.2 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA.....	28
III.3 SIMULACIÓN Y ESTUDIO DE SENSIBILIDAD	29
III.4 ESTUDIO DE COSTOS DE LA PLANTA	30
RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	32
IV.1 TECNOLOGÍA SELECCIONADA PARA EL MÓDULO GNL.....	32
IV.1.1 Matrices de ponderación.....	32
IV.1.2 Matriz de selección de tecnología	34
IV.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	36
IV.2.1 Composición y flujo del refrigerante.....	37
IV.2.2 Diagrama del módulo GNL en ambiente HYSYS.....	38
IV.2.3 Diagrama de flujo del módulo GNL.....	39
IV.2.4 Datos obtenidos con la simulación	41
IV.2.5 Estudio de sensibilidad de la planta.....	45
IV.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE COSTOS	48

IV.3.1 Costos de la planta.....	49
IV.3.2 Rentabilidad colocando GNL en mercados internacionales.....	51
IV.3.3 Rentabilidad sustituyendo combustibles por GNL en Venezuela.....	52
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	53
V.1 CONCLUSIONES.....	53
V.2 RECOMENDACIONES.....	53
BIBLIOGRAFÍA.....	55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificación de componentes contenidos en el gas natural venezolano. (MPPEP, 2007)	13
Tabla 2. Especificación de parámetros energéticos del gas natural venezolano (MPPEP, 2007)	14
Tabla 3. Composición del Gas tratado a la entrada a la planta modular de GNL (García, 2013).....	17
Tabla 4. Tecnologías de licuefacción (Bahadori, 2014)	21-22
Tabla 5. Cifras no oficiales de Gas arrojado a la atmósfera, por área de producción del oriente venezolano. (Zorrilla, 2014).....	23
Tabla 6. Cifras de producción, disponibilidad y venteo del gas en principales distritos petroleros del oriente venezolano. (La Rosa, 2010).....	24
Tabla 7. Número de módulos de GNL en operación a nivel mundial, según su capacidad de entrada de gas y su capacidad de producción GNL (Price, Mahaley y Shimer, 2014)	25
Tabla 8. Plan de trabajo en semanas (Elaboración propia).....	32
Tabla 9. Matriz de ponderación valorativa de características según importancia para este estudio (Elaboración propia)	34
Tabla 10. Matriz binaria de ponderación de características según su importancia para este estudio (Elaboración propia)	35
Tabla 11. Matriz de selección de tecnología para el módulo de licuefacción de gas natural (Elaboración propia).....	36
Tabla 12. Composición del refrigerante (Trigilio, Bouza y Di Scipio, 2012)	39
Tabla 13. Condiciones en las corrientes de entrada y salida del intercambiador principal E-100. (Elaboración propia).....	42
Tabla 14. Condiciones de operación del intercambiador principal E-100. (Elaboración propia)	43

Tabla 15. Condiciones de operación del compresor K-100. (Elaboración propia)	44
Tabla 16. Condiciones de operación del intercambiador secundario E-101. (Elaboración propia).....	45
Tabla 17. Condiciones de entradas y salidas del separador flash V-100. (Elaboración propia)	45
Tabla 18. Condiciones y composición de todas las corrientes del módulo de GNL. (Elaboración propia).....	55
Tabla 19. Condiciones de operación de los equipos en el módulo GNL.....	55
Tabla 20. Flujo de Caja Neto del módulo de GNL en millones de USD\$ si se comercializa el producto en mercados internacionales. (Elaboración Propia).....	57
Tabla 21. Flujo de Caja Neto del módulo GNL en millones de USD\$ si se sustituye el mismo en el mercado interno por combustibles líquidos y se comercializan estos últimos en el mercado internacional. (Elaboración propia).	58

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Países con mayores reservas probadas de gas natural a nivel mundial, en millones de metros cúbicos (Agencia Central de Inteligencia, 2014).....	1
Figura 2. Caracterización de yacimientos de gas venezolano (PDVSA, 2013)	2
Figura 3. Usos del gas natural venezolano (PDVSA, 2013)	3
Figura 4. Proceso de transformación de gas natural a Gas Natural Licuado (Elaboración propia).....	14
Figura 5. Diagrama de una planta de licuefacción de gas natural de tres etapas. (Devold, 2009).....	18
Figura 6. Diagrama de una planta en formato modular de GNL, usando un solo tipo de Refrigerante Mixto. (Price, Mahaley y Shimer. 2014).....	19
Figura 5. Diagrama de una planta de licuefacción de gas natural de tres etapas. (Devold, 2009).....	17
Figura 7. Curva de carga térmica respecto a la temperatura del gas (Devold, 2009)..	20
Figura 8. Cantidad de módulos globales en operación, respecto a la capacidad productiva de GNL de las mismas. (Elaboración propia)	26
Figura 9. Diagrama explicativo de la metodología utilizada en el presente Trabajo Especial de Grado (Elaboración propia)	27
Figura 10. Diagrama del módulo GNL en ambiente HYSYS. (Elaboración propia) ..	40
Figura 11. Diagrama de flujo del módulo GNL. (Elaboración propia).....	41
Figura 12. Sensibilidad de la temperatura y el flujo molar de gas natural a la salida respecto a el flujo molar de gas natural a la entrada. (Elaboración propia).	47
Figura 13. Costo histórico de una planta GNL en dólares americanos por toneladas producidas al año. (Brian Songhurst, 2014).....	51

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Se conoce como Gas Natural a una mezcla de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano y otros componentes, proveniente de un yacimiento del subsuelo y cuya producción puede venir asociada a la del petróleo crudo (Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, 2007).

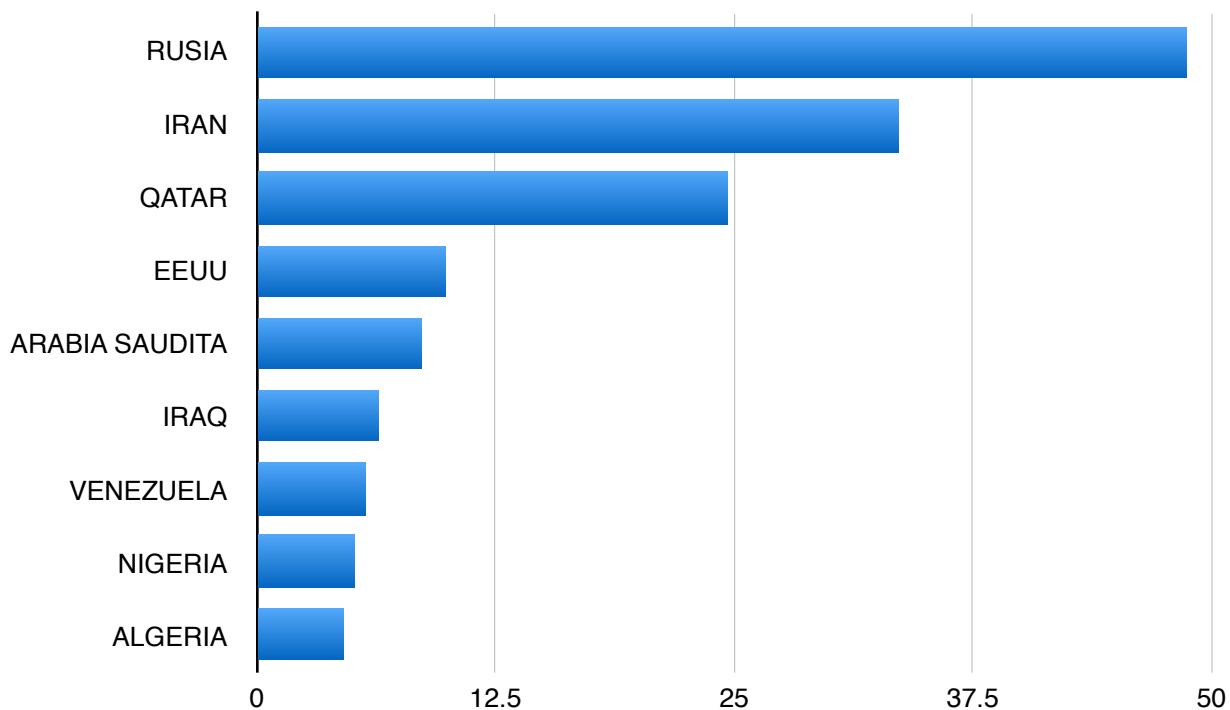


Figura 1. Países con mayores reservas probadas de gas natural a nivel mundial, en millones de metros cúbicos (Central Intelligence Agency, 2014)

Venezuela cuenta con las más cuantiosas reservas probadas de Gas Natural en Latinoamérica y es el octavo país con mayor cantidad de reservas probadas a nivel mundial, como se ve en la Figura 1. Gran parte del gas venezolano se encuentra en la

plataforma continental caribeña y atlántica. De las reservas probadas en Venezuela (197,089 BPC) la mayor parte se encuentran en yacimientos de gas asociado (159,83 BPC) mientras que las reservas de gas libre se encuentran generalmente costa afuera y son más escasas (35,45 BPC). Esto quiere decir que un 82% de las reservas de gas natural venezolanas se encuentran en yacimientos donde predomina la presencia de hidrocarburos líquidos, mientras que un 18% de las reservas contienen gas como producto único, tal como se muestra en la Figura 2. (PDVSA, 2013).

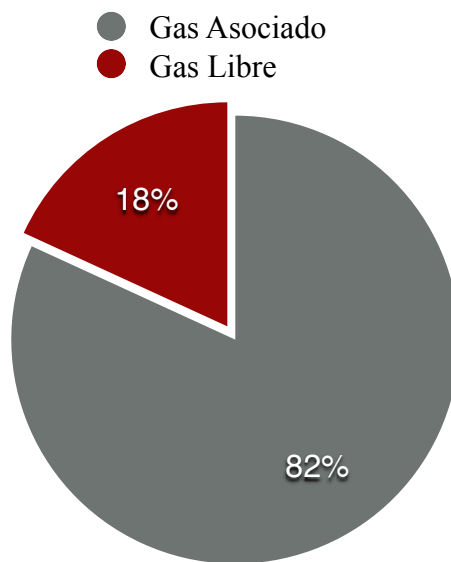


Figura 2. Caracterización de yacimientos de gas venezolano (PDVSA, 2013).

La producción de gas natural venezolano se ubicó en el año 2013 en 7.395 MMPCD. Como se muestra en la Figura 3, la estatal PDVSA utiliza la mayor parte de la producción (71%) en sus operaciones, mientras que el otro (29%) está destinado al mercado interno. El uso más importante en cuanto a volumen que le da PDVSA al gas natural extraído es la reinyección en los pozos petroleros para generar condiciones de presión que permitan una mayor extracción de petróleo. Entre los usos más destacados del gas natural en el mercado interno son la generación eléctrica, la

industria siderúrgica, el sector petroquímico, la producción de cemento, el uso doméstico y comercial, entre otros.

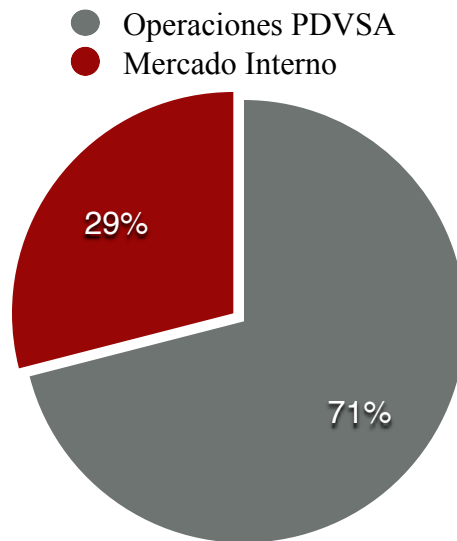


Figura 3. Usos del gas natural venezolano (PDVSA, 2013)

El incremento en la producción de gas natural, sobre todo el proveniente de yacimientos de gas asociado, pudiera tener un altísimo valor para el estado venezolano al impulsar la sustitución de líquidos derivados del petróleo por gas natural en el mercado interno. Tomando en cuenta que el costo de producción del gas natural asociado en Venezuela es nulo debido a que está actualmente vinculado al costo de producción del petróleo, la sustitución de líquidos en el mercado interno ahorraría al estado venezolano al menos 7.500 millones de dólares anuales tan solo por el concepto del subsidio de la gasolina (Álvarez, 2014) y pudiera generar aún mayores ingresos al vender el petróleo ahorrado en el mercado internacional. Si a esto se le suma la sustitución de líquidos que pudiera hacerse en las distintas plantas termoeléctricas que posee el país, el ahorro sería aún mayor y adicionalmente

pudiéramos producir energía eléctrica de una forma más limpia y amigable con el medio ambiente, al emitir menores cantidades de dióxido de carbono a la atmósfera.

El gas asociado resulta ser no solo el gas más abundante en el país, sino que también es el que más se desperdicia a nivel mundial, debido a que buena parte del mismo termina siendo quemado y/o venteado a la atmósfera terrestre. Esta práctica hace que se desperdicie energía útil y que además se contribuye a la indeseable emisión de gases de efecto invernadero. El Banco Mundial estima que solo en el año 2008 se quemaron 140 mil millones de metros cúbicos de gas natural a nivel mundial (International Energy Agency, 2010). Entre las razones por las cuales el gas es quemado y/o venteado, es que no se cuenta con la infraestructura instalada necesaria, bien sea para separarlo de los líquidos de gas natural o para transportarlo y ser finalmente aprovechado. En el mejor de los casos el gas asociado que no es aprovechado para la venta puede terminar siendo reinyectado en el pozo, para mantener altas presiones en el mismo que permitan seguir extrayendo petróleo, como sucede en varios pozos venezolanos.

La proposición de este Trabajo Especial de Grado es la simulación de una planta en formato modular que permita licuar el gas natural, de tal forma que habiendo sido tratado previamente, pueda ser licuado para ser transportado. Para la selección de la tecnología de licuefacción se utilizará una matriz de selección y una vez escogida, se hará una simulación que permita definir más precisamente las características de los equipos de la planta. Una vez que se tenga lo mencionado se hará un estudio de costos de la planta.

El formato modular de la planta, permite dar con una solución cercana al pozo que procese cantidades relativamente pequeñas de Gas Natural a baja presión, ahorrando así en costos de presurización del gas y su transporte por tuberías.

I.2 OBJETIVOS

I.2.1 Objetivo General

Simular una planta en formato modular para la licuefacción de gas natural de quema y/o venteo.

I.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar una matriz de selección de las diferentes tecnologías y equipos para la simulación de una planta en formato modular para la licuefacción de gas natural de quema y/o venteo.
- Determinar con el uso del simulador Aspen HYSYS, las características de los equipos y los requerimientos energéticos de la planta.
- Hacer un estudio de sensibilidad respecto al flujo de entrada de gas natural, evaluando el desempeño de la planta para distintos flujos.
- Hacer un estudio de los costos reales de la planta, para evaluar su rentabilidad.

I.3 EXPOSICIÓN DE ANTECEDENTES

En el transcurso de los años, han habido diversos estudios sobre el aprovechamiento del gas natural de quema y/o venteo, los procesos que ello involucra y así mismo del uso de simuladores como herramientas útiles en este campo. Otros estudios han aportado al desarrollar metodologías de evaluación para la selección de tecnologías apropiadas en el campo de la ingeniería.

Oh, Min y Moon Il en 1998, demostraron la pertinencia y los beneficios del uso de simuladores en el modelado de procesos químicos complejos, cambiando las condiciones de los mismos y comprobando la veracidad de los paquetes de simulación. Para su estudio se utilizaron un tanque de mezclado, un reactor tubular y un absorbedor de gases.

Diez años más tarde, **Mourad, Djebri y colaboradores en 2008**, estudiaron el uso de la separación de múltiples etapas con alimentaciones intermedias para la recuperación de gas de quema, mediante el uso del simulador HYSYS. En este estudio se analizó una unidad de separación cuyos gases producidos eran quemados, y se utilizó el simulador para determinar posibles mejoras que disminuyeran la cantidad de estos gases quemados.

También **en 2008, Valentina Hermoso** desarrolló la ingeniería básica y conceptual para un sistema de tratamiento de una corriente de vapor de agua con contenidos de benceno, tolueno, etilbenceno, xilenos (BTEX), proveniente de un sistema de regeneración de glicol en la planta de refrigeración San Joaquín. En este estudio se utilizó una matriz de valoración de criterios y otra técnico-económica, descartando automáticamente las tecnologías cuyo rango de trabajo o aplicación no se adaptaban al sistema estudiado.

En 2010 Karen Rodríguez estudió el aprovechamiento del gas de quema y venteo para la generación de electricidad en comunidades aledañas al Distrito Norte del estado Monagas, mediante la creación de una matriz de selección, considerando distintos criterios como la viabilidad, conocimiento, manejo, costos y consideraciones ambientales, para la selección de la tecnología que mejor se adaptara a las condiciones de estas comunidades.

En el mismo **año 2010 Nastenka Azuaje** contabilizó y estudió la distribución de las reservas probadas de gas natural en Venezuela, así como reflejó resultados de cromatografías realizadas a muestras de gas natural en la costa oriental del Lago de Maracaibo. Así mismo, reflejó los diversos procesos a los cuales debe ser sometido el gas natural para poder utilizarse: compresión, endulzamiento, deshidratación y extracción de líquidos. Describió las alternativas tecnológicas disponibles en el país para el aprovechamiento del gas natural y presentó sus opciones de aprovechamiento en la costa oriental del lago de Maracaibo: inyección, generación eléctrica, gas doméstico, gas licuado de petróleo (GLP) y finalmente el gas natural vehicular (GNV).

Otro trabajo importante realizado en **2010 fue presentado por Lorena La Rosa**, quien es su trabajo de Maestría, plantea distintos escenarios para el aprovechamiento del gas natural de quema y/o venteo en las instalaciones petroleras del Distrito Norte del Edo. Monagas. Este trabajo no solo propone mecanismos de aprovechamiento de este gas natural como combustible en comunidades aledañas, sino que ofrece además un estudio de composición y condiciones del gas natural de quema y/o venteo del Centro Operativo Jusepín (C.O.J.) en el Edo. Monagas, así como un balance general (2009) del Distrito Norte “El Furrrial” donde se aprecia la cantidad de gas venteado y el producido.

Así mismo **en 2012, Franklin García** realizó una estudio técnico económico de la separación de los compuestos de gas licuado de petróleo a partir de quema y/o venteo, para lo cual utilizó una matriz de selección de tecnología y posteriormente mediante el uso del simulador HYSYS estudió el desempeño de la misma. Adicionalmente realizó un estudio de sensibilidad manipulando el flujo de la corriente de entrada, para observar el comportamiento del proceso.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

II.1 GAS NATURAL

El Gas Natural es una mezcla combustible que generalmente tiene una composición de al menos 75% de metano (CH_4), así como etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y componentes más pesados como agua (H_2O), dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), entre otros, dependiendo de su procedencia. Está catalogado como una de las fuentes de energía más limpia, segura y útil, además de ser el combustible fósil más abundante. El desarrollo de tecnologías que permiten licuarlo (GNL) ha extendido su uso, ya que ha permitido transportar el gas desde el campo de extracción hasta terminales de regasificación, para luego poder ser usado como combustible (Álvarez, 2013). Entre los usos que se le ha dado al Gas Natural está la generación de energía eléctrica, la industria manufacturera, el textil, el vidrio, la petroquímica, el cemento, la producción de alcoholes y fertilizantes, la reducción mineral del hierro y la producción de olefinas, que a su vez son utilizadas para producir caucho, fibras, plásticos y diversos alcoholes.

II.2 CARACTERIZACIÓN DEL GAS NATURAL

II.2.1 GNL

Se conoce por estas siglas al Gas Natural Licuado, el cual se obtiene mediante enfriamiento a temperaturas cercanas a los -160°C (COVENIN 3568-1, 2000). El GNL está compuesto principalmente de metano (CH_4) siendo el mismo un gas claro,

inodoro, no corrosivo y no tóxico. El GNL es el producto final deseado del módulo de licuefacción de gas natural desarrollado en este estudio.

Por lo general, el gas natural es transportado en tuberías a los consumidores, pero cuando la distancia entre el pozo o fuente hasta el consumidor se hace grande (entre 1500km por mar ó 5000km por tierra), el uso de tecnologías de licuefacción de gas natural se hace económicamente rentable. Esto sucede debido a que la instalación de tuberías que abarcan tales distancias son demasiado costosas. De esta forma el propósito de convertir el gas natural a su forma líquida es la facilidad de almacenamiento y transporte para ser comercializado y utilizado.

El licuado del gas natural presenta una ventaja objetiva de almacenamiento, ya que el volumen que ocupa el gas natural en su forma líquida se reduce en un factor de 600 (Bahadori, 2014), haciendo viable su transporte en términos económicos. Hay otro factor económico a ser considerado al estudiar el uso o no de GNL, que es el costo de la pérdida energética asociada a la licuefacción, que puede llegar a ser 6% del gas en plantas grandes y modernas, o incluso mayor al 10% del gas en módulos pequeños de licuefacción. Esto debe compararse con pérdidas de 0,6% a 1% que se presentan en sistemas de gasoductos mayores a los 1000km.

Una vez que el gas natural ha sido tratado y convertido en su forma líquida (GNL) el mismo es almacenado y luego transportado en tanques criogénicos hasta terminales de regasificación, donde puede ser almacenado y posteriormente utilizado o inyectado a un sistema de tuberías.

II.2.2 LGN

Estas siglas representan los Líquidos del Gas Natural, los cuales son una mezcla de hidrocarburos líquidos obtenidos del proceso de extracción del gas natural, compuesto principalmente por etano, propano, butanos, pentano y otros (Devold, 2009)

II.2.3 GLP

Se conoce al Gas Licuado de Petróleo por estas siglas, siendo el mismo una mezcla de hidrocarburos gaseosos a temperatura y presión ambiental, mantenida en estado líquido a consecuencia de un aumento de presión y/o descenso de temperatura. Lo componen principalmente propano, butanos y puede contener propileno y butileno. (COVENIN 904, 1998). Algunos GLPs son utilizados como refrigerantes en el proceso criogénico de licuefacción del gas natural.

II.2.4 GNC

El Gas Natural Comprimido es aquél que llega a comprimirse a presiones entre 2 y 2,2 MPa hasta un volumen menor al 1% a presión atmosférica. A diferencia de alquenos más pesados, el metano no puede ser mantenido en estado líquido a temperatura ambiente. El GNC es usado como una alternativa al GNL cuando se requieren capacidades menores y transporte a mediana distancia. El metano usado como combustible nuclear también se almacena como GNC (Devold, 2009).

II.2.5 Otras caracterizaciones del gas

Se sabe que el gas natural proveniente del pozo contiene otros componentes además de gas metano, entre ellos porciones más pequeñas de hidrocarburos más pesados, así como trazas de agua, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno (Devold, 2009). Por esta misma razón el gas natural es caracterizado de distintas formas, dependiendo de la presencia de otros componentes, y requiere de un tratamiento previo antes de ser licuado. Entre estas caracterizaciones se encuentran:

- Gas Húmedo: es un gas recién extraído del pozo con un contenido de metano menor al 85%.
- Gas Seco: es un gas, bien sea tratado o recién extraído, que contiene menos de 15 litros de condensado por cada 1000 metros cúbicos.
- Gas Amargo: es un gas recién extraído del pozo con un contenido mayor a 4ppm de sulfuro de hidrógeno y/o compuestos azufrados.
- Gas Dulce: es la caracterización antagónica al gas amargo y contiene bajos contenidos de sulfuro de hidrógeno (menor a 4ppm) y/o compuestos azufrados.
- Gas Ácido: tiene alto contenido de gases ácidos como dióxido de carbono.

II.3 TRATAMIENTO PREVIO A LA LICUEFACCIÓN

El gas natural obtenido del pozo debe ser procesado para cumplir con las especificaciones de las tuberías y con las exigencias de las compañías distribuidoras de gas natural. En el caso de Venezuela, existe una legislación vigente que son las Normas Técnicas Aplicables (NTA) para el Aseguramiento de la Calidad del Gas en Sistemas de Transporte y Distribución, emitidas por resolución del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y publicadas en la Gaceta Oficial número 38.771 del día martes 18 de septiembre de 2007. Esta legislación tiene por objeto establecer las especificaciones de calidad que debe cumplir el gas natural destinado a la utilización por el público, la industria, comercio, residencias y vehículos, así como en los puntos de entrada a los sistemas de transporte y distribución, a fin de garantizar la seguridad pública, protección ambiental y establecer procedimientos que garanticen estándares de operatividad y servicio a transportistas y distribuidores. La

misma normativa estableció como fecha tope para cumplir con tales especificaciones el 1 de enero de 2013.

Las Normas Técnicas Aplicables (NTA) establecen las especificaciones presentadas en la Tabla 1 y 2 para el gas natural venezolano.

Tabla 1. Especificación de componentes contenidos en el gas natural venezolano. (MPPEP, 2007)

Componentes	Valores	
	Mínimo	Máximo
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	-	6 mg/m ³ (4,16 ppm molar)
Monóxido de Carbono (CO)	-	0,1% molar
Dióxido de Carbono (CO ₂)	-	2% molar
Agua (H ₂ O)	-	90 mg/m ³ (5,625 lb/MMPC)
Nitrógeno (N ₂)	-	1% molar
Hidrógeno (H ₂)	-	0,1% molar
Oxígeno (O ₂)	-	0,1% molar
Azufre Total	-	25 mg/m ³ (18,42 ppm molar)
Mercurio (Hg)	Menores a 0,01 μgramo/Nm ³	
Metano (C ₁)	80% molar	-
Etano (C ₂)	-	12% molar
Propano (C ₃)	-	3% molar
Butano y elementos más pesados (C ₄₊)	-	1,5% molar
Hidrocarburos Insaturados totales	-	0,2% molar

Tabla 2. Especificación de parámetros energéticos del gas natural venezolano (MPPEP, 2007)

Parámetros	Valor Mínimo	Valor Máximo
Calorífico bruto	35.500 MJ/m ³ (950 BTU/PC)	42.800 MJ/m ³ (1.148 BTU/PC)
Temperatura de Rocío	Diferencial de 20°C con respecto a la Temperatura Ambiental	
Índice Wobbe	48 MJ/m ³ (1.312,97 BTU/PC)	52 MJ/m ³ (1.392,65 BTU/PC)

Para conseguir la calidad deseada del gas y evitar posteriores formaciones e incrustaciones, el mismo debe pasar por varios procesos hasta lograr alcanzar los valores de estos parámetros. Si bien el alcance de este trabajo no abarca el tratamiento previo del gas, vale la pena mencionar en qué consiste el mismo. Para comprender mejor el proceso que atraviesa el gas natural previo a la licuefacción se puede observar la Figura 4 en donde se refleja el proceso de transformación del gas natural (GN) en gas natural licuado (GNL).

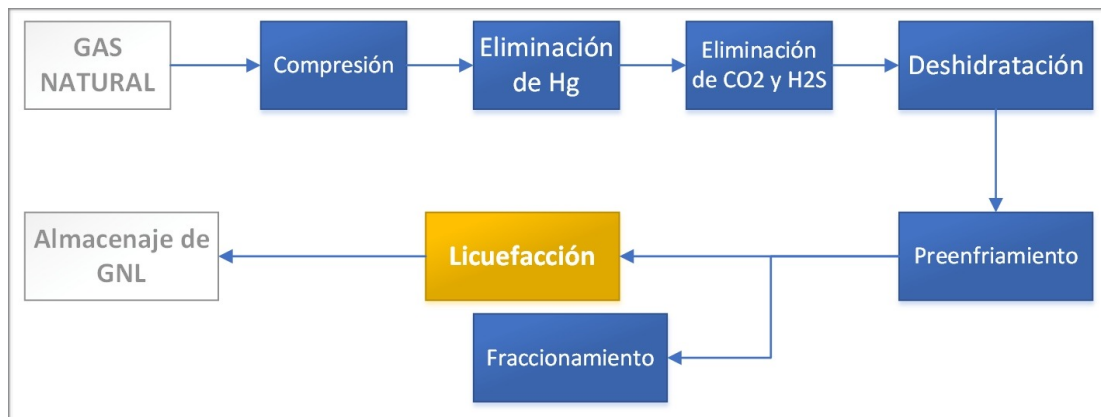


Figura 4. Proceso de transformación de gas natural a Gas Natural Licuado (Elaboración propia)

II.3.1 Remoción de gases ácidos

Los gases ácidos como el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno forman ácidos al reaccionar con el agua, por lo cual deben ser removidos para prevenir daños por corrosión en equipos y tuberías (Devold, 2009). Existen diversos procesos utilizados para tal fin, como la absorción con aminas, la adsorción con partículas sólidas, la remoción criogénica con turboexpansor, la remoción por membranas, la unidad de quema de sulfuro de hidrógeno, la unidad de recuperación de azufre con alúmina u óxido de titanio y finalmente un tratamiento final que consiste en la combustión del SO₂ con hidrógeno en presencia de un catalizador.

II.3.2 Deshidratación

El proceso de deshidratación del gas natural consiste en el uso de agentes a base de glicol o alternativamente en la adsorción por medio de variaciones de presión (Pressure Swing Adsorption). Existen procesos más nuevos que también requieren la utilización de membranas (Devold, 2009).

II.3.3 Remoción de mercurio

La remoción de mercurio del gas natural está basado generalmente en el uso de tamices moleculares. Éstos tamices son sustancias que contienen materiales porosos que logran una gran área superficial, como el carbón activado. La superficie de estos materiales hacen que ciertas moléculas se adhieran por el principio de la tensión superficial. Las moléculas pueden ser extraídas posteriormente y el tamiz puede ser regenerado por calentamiento, presión y/o purga con gases (Devold, 2009).

II.3.4 Remoción de nitrógeno

El exceso de nitrógeno es removido por destilación criogénica mientras que concentraciones más altas son removidas por absorción con aceite pobre o algún otro solvente especial. La remoción criogénica también permite la producción de helio, si está presente, como producto secundario (Devold, 2009).

II.3.5 Recuperación de LGN

Los líquidos de gas natural (LGN) remanentes son recuperados del flujo de gas en plantas modernas utilizando un turbo expansor criogénico, seguido de un proceso de fraccionamiento (Devold, 2009). De esta forma, el proceso lleva los LGNs enfriados a columnas de destilación donde se recupera el etano, propano, butano y se obtiene una corriente residual rica en pentano y otros hidrocarburos más pesados.

II.3.6 Entrada de gas tratado al módulo GNL

Si bien el tratamiento previo al módulo de GNL no es objetivo de este trabajo, hay antecedentes que sí desarrollaron equipos para tratar y separar gas metano a las condiciones del oriente venezolano. Uno de ellos es Franklin García quien diseñó una unidad de separación ó extracción de metano, cuya corriente de salida es gas natural despojado de todos los componentes indeseados al momento de licuar el gas natural. En la Tabla 3 se muestra la composición de esta corriente, composición que será igual a la entrada del módulo de licuado de gas natural.

Tabla 3. Composición del Gas tratado a la entrada a la planta modular de GNL. (García, 2013)

COMPONENTES	COMPOSICIÓN (fracción molar) Corriente (5)
Metano	0,9891
Etano	0,0118
Propano	0,0009
i-Butano	0,0000
n-Butano	0,0000
C5+	0,0000
Dióxido de Carbono	0,0000
Nitrógeno	0,0000
Sulfuro de Hidrógeno (ppm)	0,0000

II.4 LICUEFACCIÓN DEL GAS NATURAL

Los procesos detallados de la licuefacción de gas natural generalmente son de difícil acceso, debido a que los mismos están patentados por grandes compañías de gas y petróleo. No obstante, se sabe que las plantas de licuefacción están basadas en un proceso de dos a tres etapas de enfriamiento, que pueden alcanzarse usando uno o varios intercambiadores de calor, según la tecnología utilizada. En la Figura 5 se puede apreciar un diagrama típico de una planta con tres intercambiadores de calor, mientras que en la Figura 6 se puede apreciar una planta con un solo intercambiador de calor.

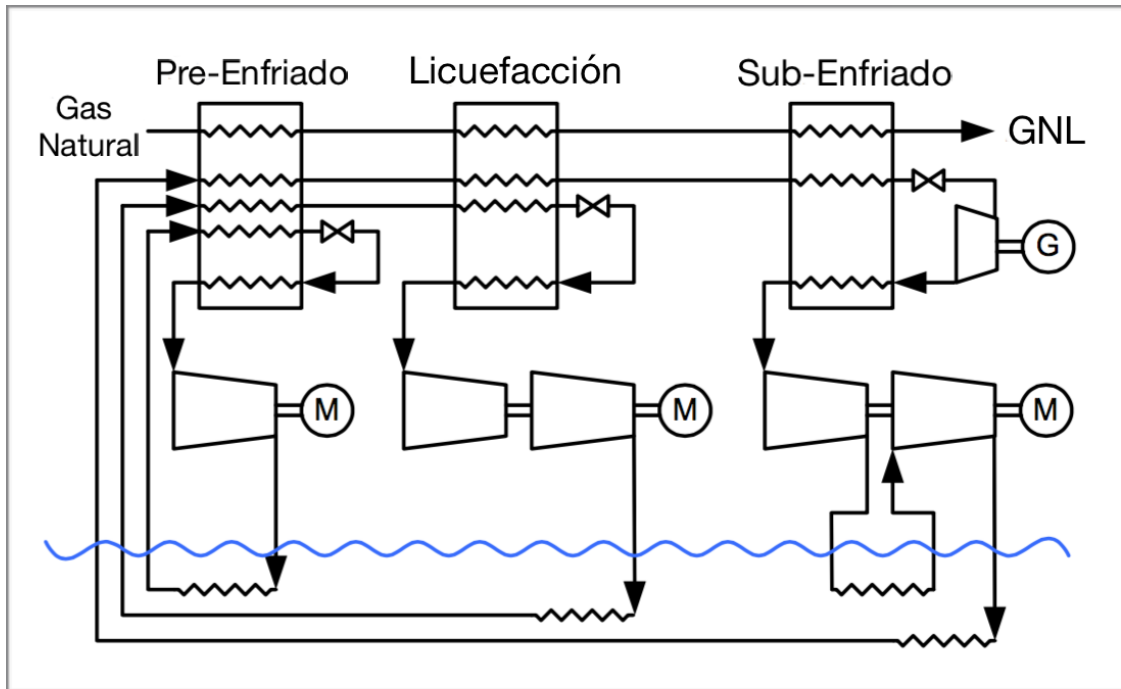


Figura 5. Esquema de una planta de licuefacción de gas natural de tres etapas. (Devold, 2009)

El componente más crítico del diseño del módulo o planta de GNL, es el intercambiador de calor el cual debe ser diseñado para lograr la más óptima eficiencia en el enfriamiento. La mayoría de los procesos de licuefacción de gas natural usan un diseño de mezcla de refrigerantes, debido a que el gas tiene una curva de carga térmica contra temperatura, la cual debe ser alcanzada con bastante cercanía para mejorar la eficiencia y la estabilidad del proceso. Esta curva puede apreciarse en la Figura 7, y tiende a presentar tres etapas llamadas preenfriamiento, licuefacción y subenfriado. La composición del gas refrigerante dependerá del diseño individual del módulo o planta, así como su requerimiento energético y generalmente esta información está patentada.

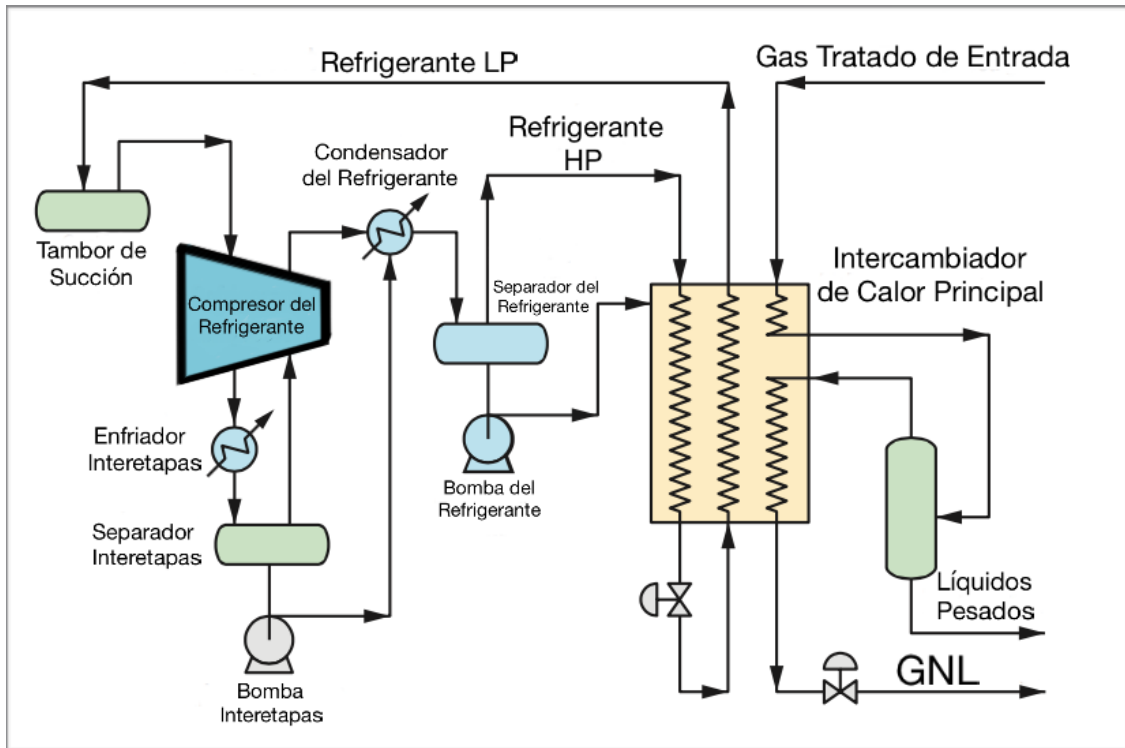


Figura 6. Diagrama de una planta en formato modular de GNL, usando un solo tipo de Refrigerante Mixto. (Price, Mahaley y Shimer, 2014)

La etapa de preenfriamiento lleva el gas natural a temperaturas entre -30°C y -50°C y como refrigerante se usa propano o mezclas de propano con etano y pequeñas cantidades de otros gases.

En la etapa de licuefacción se logra llevar el gas desde temperaturas de -30°C hasta temperaturas entre -100°C y -125°C , para lo que se usa un refrigerante compuesto de mezclas de metano, etano y otros gases.

En la última etapa llamada subenfriado, el gas es llevado a un estado estable de GNL a temperaturas cercanas a los -162°C . Como refrigerante se usa metano y/o nitrógeno.

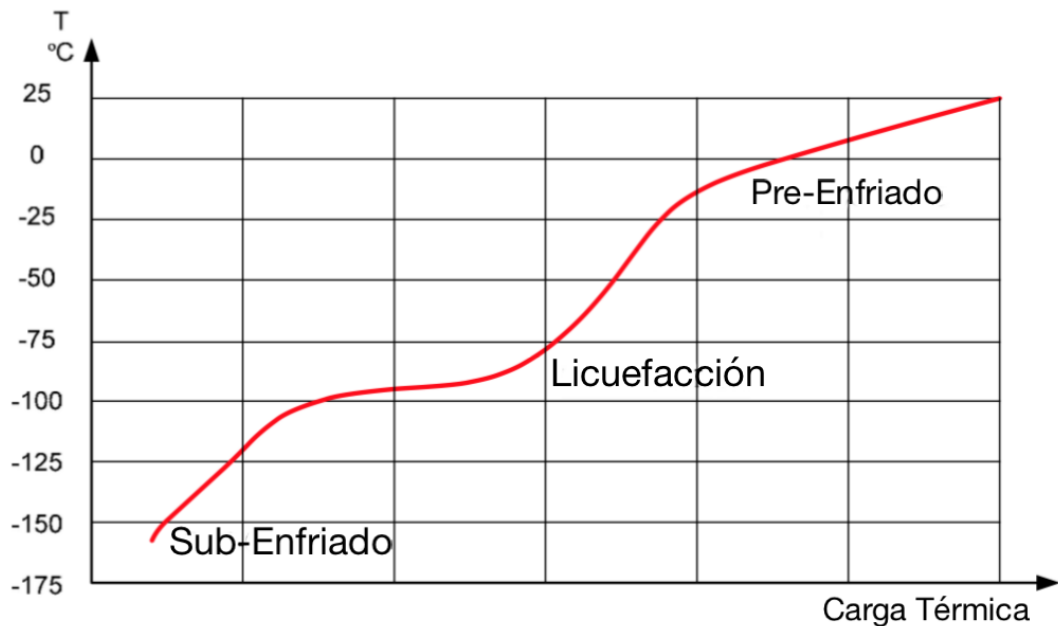


Figura 7. Curva de carga térmica respecto a la temperatura del gas. (Devold, 2009)

II.5 TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL

Existen diversas tecnologías de licuefacción de gas natural, constituyendo tres grandes grupos llamados el “Proceso de Refrigeración en Cascada”, “Proceso de Refrigerante Mixto” y el “Proceso de Refrigerante Mixto con Preenfriamiento” (Abedinzadegan, s.f.). Dentro de estos tres grupos existen una gran variedad de opciones a considerar, y existen además otras tecnologías menos convencionales, más novedosas, las cuales también pudieran entrar en el proceso de selección, si resultan pertinentes.

En la Tabla 4 se pueden apreciar varias de estas tecnologías, así como su principio de funcionamiento. Además, se reflejan también posibles ventajas y desventajas que puede tener cada una de ellas.

Tabla 4. Tecnologías de licuefacción de gas natural (Bahadori, 2014)

Tecnología	Principio de Funcionamiento	Ventajas y Desventajas
Ciclo preenfriado Joule-Thompson (J-T)	Refrigerador a ciclo cerrado (con freón ó propano), preenfria el GN comprimido el cual se licúa parcialmente usando una válvula J-T durante la expansión del gas.	Ciclo simple y robusto, pero la eficiencia del mismo no es alta.
Ciclo de refrigeración con nitrógeno (Brayton - Claude)	El nitrógeno es el fluido de trabajo en un ciclo cerrado con un compresor, turboexpansor y un intercambiador de calor. el GN se enfría y licúa en el intercambiador.	Ciclo simple y robusto con baja eficiencia. Usando varias etapas de refrigeración puede aumentar la eficiencia. Se usa en sistemas CrioFuel.
Ciclo de cascada	Uso de varios refrigeradores en ciclo cerrado (con propano, etileno, metano) operando en serie.	Ciclo de alta eficiencia, especialmente con más etapas de cascada. Costos altos por los compresores e intercambiadores de calor. Usado en módulos de gran capacidad y plantas de GNL para exportación.
Ciclo de refrigerante mixto (CRM)	Refrigerador de ciclo cerrado con muchas etapas de válvulas de expansión, separadores de fase y un intercambiador de calor. Un solo fluido de trabajo, que es una mezcla con distintos ptos. de ebullición.	Ciclo con alta eficiencia que puede proveer costos menores que el ciclo de cascada, ya que solo usa un compresor. Existen muchas variaciones de CRM para plantas medianas y grandes de GNL.
Ciclos abiertos con turboexpansor (ciclo de Claude)	Ciclo abierto Claude clásico que usa un turboexpansor para enfriar el GN comprimido, seguido de una válvula J-T para licuar parcialmente la corriente de gas.	Ciclo abierto que no usa refrigerantes más que GN. Hay variaciones complejas, que pueden aumentar la eficiencia del ciclo.

Tabla 4. Tecnologías de licuefacción de gas natural (Continuación)

Tecnología	Principio de Funcionamiento	Ventajas y Desventajas
Turboexpansor a la caída de presión del gas	Aplicación especial de turboexpansores donde se recibe GN a alta presión y sale GN a baja presión. Expandiendo el gas, una fracción del mismo se licúa con poco o nada de inversión.	Se ha usado este diseño para módulos pequeños de licuefacción. Posee alta eficiencia pero deben cumplirse condiciones especiales para poder aplicarse esta tecnología.
Ciclo Stirling (refrigerador Phillips)	Se usa gas frío (generalmente helio) en un ciclo cerrado con intercambiadores de calor regenerativos y un desplazador de gas para enfriar hasta temperaturas criogénicas. Se puede usar en conjunto con un intercambiador de calor para licuar metano.	Capacidad muy reducida. Ha sido usada para unidades de baja escala de GNL.
TADOPTR	(Thermo Acoustic Driver Orifice Pulse Tube Refrigerator). Dispositivo que aplica calor para mantener una onda conductora a través de un ciclo Stirling. No tiene partes móviles.	Está siendo desarrollado para aplicaciones en licuefacción de gas natural. Se encuentra en la etapa de prueba a gran escala, habiendo sido efectiva en pequeña escala.
Ciclo abierto de evaporación de nitrógeno líquido	Nitrógeno líquido es evaporado y sobrecalentado en un intercambiador de calor, para luego ser liberado a la atmósfera. El GN es enfriado a contracorriente hasta ser licuado.	Dispositivo bastante simple usado para licuar pequeñas cantidades de GN. Es requerido más de un kilo de nitrógeno líquido para licuar un kilo de GN. El nitrógeno no es dañino a la atmósfera. Los costos dependen del precio pagado por el nitrógeno líquido.

II.6 DISPONIBILIDAD Y CONDICIONES DE GAS DE QUEMA Y/O VENTEO EN EL ORIENTE VENEZOLANO

En los trabajos de Adriana Zorrilla en 2014 y Lorena la Rosa en 2010, hay una recopilación de valiosa información en cuanto al flujo y las condiciones de temperatura y presión del gas venteado en el Distrito Norte de PDVSA en el Estado Monagas. La información concerniente a la cantidad de gas arrojado a la atmósfera en estos trabajos, puede apreciarse en las Tablas 5 y 6.

Tabla 5. Cifras no oficiales de Gas arrojado a la atmósfera, por área de producción del oriente venezolano. (Zorrilla, 2014)

ÁREA	ARROJADO A LA ATMÓSFERA (MMPCD)	% DE LA PRODUCCIÓN
DTTO. NORTE	207,8	5,4
LICENCIA QQ-GAS	1,5	0,7
PDVSA GAS ANACO	8,1	0,7
DTTO. SAN TOMÉ	161,1	43,3
PDVSA GAS SAN TOMÉ	22,2	55,6
DIV. FAJA	117,1	45,9
DIV. COSTA AFUERA	5,2	11,6

Es posible apreciar de la Tabla 5 que de las áreas de producción citadas por Zorrilla en 2014, los puntos donde se arroja más gas a la atmósfera en el oriente venezolano son el Distrito Norte, el Distrito San Tomé y la División de la Faja, en ese mismo orden de importancia. Se puede apreciar además, que en el caso de los dos últimos, el gas arrojado a la atmósfera supera el 45% de la producción de gas en la zona.

En la Tabla 6, se tienen también datos de gas venteado en el oriente venezolano en otras zonas no mencionadas por Zorrilla en 2014, y se comparan con las cifras de de producción y disponibilidad del mismo para su aprovechamiento. Estos datos corresponden al trabajo de Lorena La Rosa en 2010.

Tabla 6. Cifras de producción, disponibilidad y venteo del gas en principales distritos petroleros del oriente venezolano (La Rosa, 2010).

DATO	PROMEDIO
DISTRITO NORTE	
Producción (MMPCD)	3739
Gas disponible (MMPCD)	3329
Gas venteado (MMPCD)	156
% Gas venteado	5
DISTRITO PUNTA DE MATA	
Producción (MMPCD)	2803
Gas disponible (MMPCD)	2538
Gas venteado (MMPCD)	55
% Gas venteado	2
DISTRITO EL FURRIAL	
Producción (MMPCD)	928
Gas disponible (MMPCD)	791
Gas venteado (MMPCD)	101
% Gas venteado	13

Al comparar las Tablas 5 y 6, podemos observar que hay cierta discrepancia de datos entre el gas arrojado a la atmósfera del Distrito Norte, sin embargo puede apreciarse que en ningún caso el gas arrojado es menor a 150 MMPCD.

En el mismo estudio en 2010, la Ing. Lorena La Rosa determinó que el gas de quema y/o venteo extraído del oriente venezolano viene a una **temperatura de 46°C (115°F) y a una presión de 1067 kPa (150 psig)**.

II.7 SOBRE EL FORMATO MODULAR DE LA PLANTA

Una vez conocido el alcance de la disponibilidad de gas natural de quema y/o venteo en el oriente venezolano, se puede observar que su disponibilidad varía entre 1,5 MMPCD y 207,8 MMPCD, por lo que se manejan volúmenes relativamente pequeños de gas natural para una planta convencional de licuado. Además, se sabe que el gas viene a baja presión directamente del pozo de gas asociado, por lo que su transporte en tuberías a larga distancia se hace costoso y complicado.

Es por esta razón, que el concepto de planta modular desarrollado en este Trabajo Especial de Grado consiste en dar con una solución “in situ”, es decir cerca del pozo, y que maneje capacidades relativamente pequeñas de gas natural, a baja presión y con costos reducidos de inversión y operación, de tal forma que la planta de GNL sea técnicamente viable y económicamente rentable, para las condiciones de gas de quema y/o venteo en el oriente de Venezuela.

II.8 DIMENSIONAMIENTO DEL MÓDULO GNL

Ahora bien, para hacer un correcto dimensionamiento del módulo a diseñar, se consultaron estadísticas sobre capacidades de módulos de GNL en operación. La

Tabla 7, presenta el número de plantas en operación a nivel mundial, según la capacidad de producción de GNL de las mismas.

Tabla 7. Número de módulos de GNL en operación a nivel mundial, según su capacidad de entrada de gas y su capacidad de producción GNL. (Price, Mahaley y Shimer. 2014)

Capacidad, MMscfd	Capacidad GNL, Mgpd	Número de Plantas
< 6	< 75	2
6-12.5	75-150	12
15-20.5	180-250	6
25	300	1
33-37	400-450	12
41-58	500-700	1
58-83	700-1,000	3
> 83	> 1,000	4

De esta tabla, se puede apreciar que hay capacidades específicas en donde operan la mayor cantidad de módulos de GNL a nivel mundial. Esto se debe a que para estas capacidades, la configuración de equipos, como el compresor y el intercambiador principal, operan con un consumo energético significativamente menor, haciendo que los costos de producción sean más bajos (Price, Mahaley y Shimer, 2014). Los costos de producción, representan un factor determinante en el diseño de un módulo de GNL, debido a que los índices de ganancia son generalmente bajos en módulos de pequeña y mediana escala.

Si representamos la cantidad de módulos de GNL en operación a nivel mundial, podemos ver con más detalle estas capacidades específicas. Esto se puede apreciar en la Figura 8.

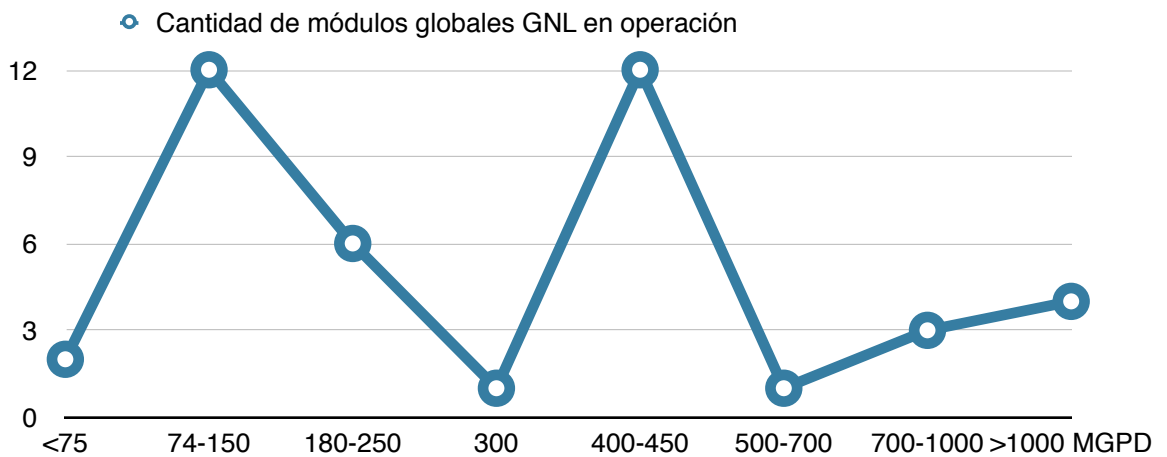


Figura 8. Cantidad de módulos globales en operación, respecto a la capacidad productiva de GNL de las mismas. (Elaboración propia)

Claramente se observa preferencias por configuraciones de módulos con capacidades de 74 a 150 MGPD y para capacidades entre los 400 y 450 MGPD. Para el caso del oriente venezolano, **una capacidad de procesamiento de gas natural de 425 MGPD (35 MMPCD)**, sería la más adecuada, puesto que el mismo es adaptable a la mayoría de las áreas de explotación del gas natural asociado en el oriente venezolano, ya que un módulo con esta capacidad podría procesar entre un 20% y un 100% de todo el gas de quema y/o venteo disponible según la zona en la cual se aplique.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

La metodología utilizada para la realización de este Trabajo Especial de Grado está esquematizada de forma general en la Figura 9. En la presente sección se explica cada una de las etapas que componen la investigación.

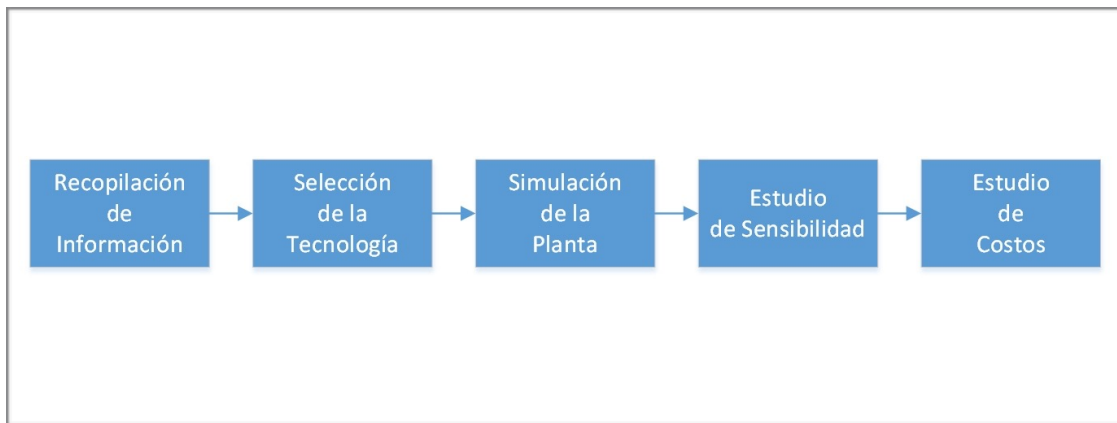


Figura 9. Diagrama explicativo de la metodología utilizada en el presente Trabajo Especial de Grado (Elaboración propia).

III.1 RECOPIACION DE INFORMACIÓN.

Para evaluar la aplicación de tecnologías adecuadas para las condiciones del caso del oriente venezolano, se evaluaron casos similares de módulos de licuefacción para gas de quema y/o venteo alrededor del mundo. De esta forma, se investigaron arreglos y estrategias existentes para el diseño de módulos de GNL a baja presión (menores a 200 psig). Adicionalmente se consultó bibliografía, trabajos de investigación y Trabajos de Grado pertinentes y actualizados que permitieron innovar y adaptar las

condiciones del módulo de licuefacción de Gas Natural al caso del gas de quema y/o venteo del oriente venezolano.

III.2 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

Para determinar el arreglo más adecuado para la planta, así como los equipos a utilizar en ella, se realizó una matriz de selección. Esta matriz contó solamente con las tecnologías aplicables al caso y reflejó las ventajas y desventajas que pudo tener cada posible arreglo, asignando puntuaciones según la ventaja de sus características para el caso venezolano. La tecnología más puntuada se seleccionó para el diseño del módulo de GNL.

Entre los elementos considerados en la matriz de selección de tecnología están:

- Costo de inversión inicial estimado.
- Costo de funcionamiento estimado.
- Capacidad para operar en formato modular.
- Facilidad de obtención de información acerca de la tecnología evaluada.
- La disponibilidad actual de los insumos requeridos.
- Eficiencia en cuanto a la licuefacción del gas natural.

Para ponderar las variables consideradas en la matriz de selección de tecnología, se utilizaron dos métodos: el método de decisión binario y un sistema valorativo de características originalmente desarrollado en el trabajo Valentina Hermoso en 2008.

La matriz valorativa de características evalúa cada una de las características respecto a la otra, asignándole a aquella considerada más valorada un valor entre 5 y 10, que llamamos X, mientras que la característica menos importante en la comparación tiene

un valor que llamamos Y, y se valora como $Y = 10 - X$. El número de posibilidades de comparación lo llamamos N y la ponderación final de cada característica viene dado por la siguiente ecuación:

$$\text{Valor Característica} = \text{Suma de Puntos de Característica} \cdot 100 / N$$

En cambio, la matriz binaria de valoración comparó cada característica respecto a las otras, asignando para cada comparación el valor “1” a la más importante, y el valor “0” a la menos importante. La ponderación final de cada característica se obtiene de con una fórmula idéntica pero considerando diferentes puntajes:

$$\text{Valor Característica} = \text{Suma de Puntos de Característica} \cdot 100 / N$$

Una vez obtenida la ponderación de las características consideradas, se procedió a realizar la matriz de selección de tecnología, la cual tiene una escala de evaluación es del 0 al 10, siendo el 0 el puntaje menos beneficioso, mientras que el 10 representa el puntaje más beneficioso para el proyecto de la planta de licuefacción de gas.

III.3 SIMULACIÓN Y ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

El objetivo de realizar la simulación es obtener valores del módulo GNL de interés como lo son el manejo de energía aproximado para la planta, dimensiones aproximadas de los equipos y tuberías, así como composiciones y condiciones más aproximadas de cada corriente de flujo.

De esta manera, se escogió el programa Aspen HYSYS para hacer la simulación, el cual presenta niveles de precisión probados en una gran cantidad de trabajos de investigación para simulaciones con manejo de gases. El paquete termodinámico considerado por diversos estudios para la simulación de gases derivados del petróleo a estas presiones y temperaturas es el Peng - Robinson, el cual fue utilizado para realizar toda la simulación del módulo GNL.

Una vez simulada la planta para el flujo estándar requerido de gas natural, se procedió a realizar una prueba de sensibilidad respecto a su comportamiento para distintos flujos. Con esto se evaluó la consistencia de la simulación de la planta y así mismo el desempeño de la misma para distintos escenarios de disponibilidad de gas natural. Para lograr este análisis de sensibilidad deseado en el simulador Aspen HYSYS, se utilizó la herramienta “Case Study” y además otros procesos iterativos que consistieron en la manipulación de las condiciones de flujo de entrada al módulo.

III.4 ESTUDIO DE COSTOS DE LA PLANTA

Una vez hecha la simulación y habiendo obtenido un diseño satisfactorio de la planta, se procedió a estudiar los costos que involucraría la construcción y puesta en marcha del módulo GNL. Para la realización del estudio de costos de la planta se consultó bibliografía y estudios de investigación que permitieron obtener valores estimados más actualizados para la construcción de plantas de Gas Natural Licuado.

También se realizó un análisis económico del módulo mediante el uso de flujos de caja y el cálculo del valor presente neto. Para todo el estudio se consideraron condiciones conservadoras en cuanto a variables que dependen del mercado, como el

precio del gas natural y del petróleo a nivel internacional. Se busca con esto evaluar la rentabilidad de la planta en dos escenarios:

- Si se coloca la producción de GNL obtenida en el mercado internacional y,
- Si se sustituye el equivalente de la producción de GNL en líquidos derivados de petróleo en el mercado nacional, como gasolina, y se comercializan éstos líquidos en el mercado internacional.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan cada uno de los resultados obtenidos, así como su discusión, para el cumplimiento de los objetivos trazados en el presente Trabajo Especial de Grado.

IV.1 TECNOLOGÍA SELECCIONADA PARA EL MÓDULO GNL

Para la selección de la tecnología a ser utilizada en el módulo de gas natural licuado, se realizaron un total de tres matrices; dos de ellas para ponderar las características a ser evaluadas y una matriz para finalmente escoger la tecnología más adecuada tomando en cuenta ambos métodos ponderativos.

IV.1.1 Matrices de ponderación

En las Tablas 9 y 10, pueden apreciarse ambos métodos ponderativos utilizados en este estudio, para valorar las características a ser evaluadas en la selección de la tecnología.

La Tabla 9 muestra una matriz de ponderación valorativa de características, la cual fue realizada tomando como referencia el trabajo de Valentina Hermoso en 2008. La misma concluye que las tres características más importantes son el costo de funcionamiento del módulo (21%), luego la eficiencia (20%), seguido de la capacidad de modularización de la tecnología (19%).

Tabla 9. Matriz de ponderación valorativa de características según importancia para este estudio.
(Elaboración propia)

Características	Costo Inicial	Costo de Funcionamiento	Modularización	Acceso a Información	Disponibilidad de Insumos	Eficiencia
Costo Inicial	-	7	7	3	4	7
Costo de Funcionamiento	3	-	6	2	4	4
Modularización	3	4	-	2	6	6
Acceso a Información	7	8	8	-	7	7
Disponibilidad de Insumos	6	6	4	3	-	6
Eficiencia	3	6	4	3	4	-
PONDERACIÓN	22/150 15%	31/150 21%	29/150 19%	13/150 9%	25/150 16%	30/150 20%

En la Tabla 10 se puede apreciar la matriz que utiliza el método de selección binario. Las tres características más importantes resultaron ser en este caso las mismas que la matriz de ponderación anterior; costo de funcionamiento (27%), eficiencia (27%) y modularización de la tecnología (20%), sin embargo se observa que las ponderaciones de las características son considerablemente distintas. Esto se debe a que el método binario considera solamente dos posibilidades al comparar entre características, “1” a la más importante y “0” a la menos importante, dejando por fuera valores intermedios entre estos.

Una consecuencia del uso del método binario, es que en el caso de que exista una característica que quisiera ser tomada en cuenta pero sea abiertamente la menos importante de todas, la misma es rechazada por el método binario, quitándole toda ponderación. En el caso estudiado en la Tabla 10, se puede observar que esto sucedió con la característica de la facilidad de acceso a la información.

Tabla 10. Matriz binaria de ponderación de características según su importancia para este estudio.
(Elaboración propia)

Características	Costo Inicial	Costo de Funcionamiento	Modularización	Acceso a Información	Disponibilidad de Insumos	Eficiencia
Costo Inicial	-	1	1	0	0	1
Costo de Funcionamiento	0	-	1	0	0	0
Modularización	0	0	-	0	1	1
Acceso a Información	1	1	1	-	1	1
Disponibilidad de Insumos	1	1	0	0	-	1
Eficiencia	0	1	0	0	0	-
PONDERACIÓN	2/15 13%	4/15 27%	3/15 20%	0/15 0%	2/15 13%	4/15 27%

A pesar de las limitaciones que ofrece el método de ponderación binario, en comparación con el método de ponderación valorativo, se tomarán ambos en cuenta en la matriz de selección de tecnología. De esta manera se puede apreciar si el resultado final de ambos varían con respecto al otro, para el sistema evaluado.

IV.1.2 Matriz de selección de tecnología

La Tabla 11 refleja la matriz utilizada en este estudio para escoger la tecnología adecuada para el licuado de gas natural en una planta con formato modular. Se puede apreciar en la mencionada matriz, que tanto el método binario como el valorativo, arrojaron el mismo resultado final, claro está, con diferencias en su respectivo puntaje.

Tabla 11. Matriz de selección de tecnología para el módulo de licuefacción de gas natural.
(Elaboración propia)

Tecnología ----- Cualidad	Cascada	Refrigerante Mixto Cerrado	Nitrógeno cerrado (Brayton- Claude)	Joule- Thompson	Stirling	Pond. Valorativa	Pond. Binaria
Costo Inicial	3	9	6	7	3	0.19	0.13
Costo de Funcionamiento	3	9	6	8	6	0.21	0.27
Modularización	4	10	10	2	7	0.19	0.20
Acceso a Información	9	9	9	8	7	0.09	0.00
Disponibilidad de Insumos	9	9	5	6	4	0.16	0.13
Eficiencia	10	8	6	2	6	0.20	0.27
Puntaje Valorativo	6.21	9.35	7.11	5.47	5.63	-	-
Puntaje Binario	5.87	8.93	6.67	4.79	5.55	-	-
SELECCIÓN	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

De esta forma, la tecnología más adecuada para el módulo de licuado de gas natural en Venezuela, es el uso de un **Ciclo Cerrado con Refrigerante Mixto (CCRM)**. Esta tecnología, presenta una considerable ventaja en cuanto al costo de funcionamiento, ya que es un ciclo cerrado, por ende no necesitará reposición de refrigerante a largo plazo. Además el costo del refrigerante se abarata en el caso venezolano, puesto que el mismo lo compone una mezcla de metano, etano, propano, butanos y nitrógeno; y por ser Venezuela un productor de los mismos, podría suplir esta mezcla de forma inmediata.

El Ciclo Cerrado de Refrigerante Mixto (CCRM) puede utilizar un solo compresor lo que ahorra considerablemente en costos energéticos y de funcionamiento. Además por ser una tecnología relativamente sencilla en cuanto a equipos se refiere, es una de

las dos tecnologías más utilizadas en módulos pequeños y medianos de GNL a nivel mundial, junto al Brayton - Claude. Entre las ventajas que exhibe el CCRM frente a su más cercano competidor, es que es una tecnología más barata y más eficiente que el Brayton - Claude.

IV.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Habiendo definido el CCRM como la tecnología a utilizar en el módulo de GNL, se procedió a simular el mismo, tomando en cuenta las condiciones del gas natural del oriente venezolano. La composición de entrada puede apreciarse en la Tabla 3, y se trabajó con condiciones de 46°C y 1067 kPa, para una planta con capacidad de 425 MGPD de procesamiento de gas natural.

Se eligió el método Peng - Robinson como paquete termodinámico y se procedió a realizar, en el siguiente orden, los pasos descritos a continuación:

1. Ingresar el paquete termodinámico y todos los componentes (metano, etano, propano, i-butano, n-butano, nitrógeno) con los que se trabajaron en el ambiente de simulación.
2. Insertar un equipo llamado “LNG”, el cual es un intercambiador de calor especialmente pensado para plantas de licuefacción de gas natural. Se consideran caídas de presión de 20 kPa para las corrientes frías y 50 kPa para las corrientes calientes.
3. Insertar las corrientes necesarias para el funcionamiento del equipo “LNG”, así como sus composiciones y condiciones. Se sabe que el gas natural entra al equipo

ya tratado pero a condiciones de temperatura y presión particulares (46°C, 1067kPa), mientras que el producto del “LNG” es gas licuado a una temperatura cercana a los -160°C.

4. Realizar un proceso iterativo, manipulando el flujo de la corriente del refrigerante y su temperatura de entrada al “LNG”, de forma tal que el equipo converja teniendo las mismas condiciones para la corriente de entrada de refrigerante al “LNG” que la corriente de entrada de gas natural.
5. Ingresar los demás equipos y corrientes necesarios para completar el módulo, así como sus condiciones de operación, según la tecnología escogida.

En el Apéndice C del presente trabajo, puede apreciarse la memoria descriptiva de la simulación, que recaba con mayor detalle las condiciones ingresadas y los equipos utilizados en la misma.

IV.2.1 Composición y flujo del refrigerante

Si bien en la sección anterior se describieron los pasos generales a seguir al simular el módulo, los datos del refrigerante a utilizar, dependen directamente de la tecnología escogida.

En el caso de la tecnología de Ciclo Cerrado de Refrigerante Mixto (CCRM) la composición del refrigerante es una de las variables más importantes dentro del sistema de refrigeración en el módulo de GNL desarrollado. La composición utilizada en este estudio puede apreciarse en la Tabla 12 y corresponde al caso base estudiado por Trigilio, Bouza y Di Scipio en 2012, donde también comparan los efectos que tiene el cambio de composición del refrigerante en este tipo de arreglos. Aunque no

sea motivo de estudio en este Trabajo Especial de Grado, cabe mencionar que es posible mediante el uso de funciones más complejas del simulador, así como de arreglos adicionales, optimizar la composición del refrigerante en forma tal que se produzca cierta reducción en cuanto a la energía requerida por el sistema.

Tabla 12. Composición del refrigerante (Trigilio, Bouza y Di Scipio, 2012)

Compuesto	Porcentaje Molar
Metano	36%
Etano	28%
Propano	11%
i-Butano	7%
n-Butano	8%
Nitrógeno	10%

Una vez realizados los pasos anteriores, incluido el proceso iterativo y la selección de la composición del refrigerante, se pudo conocer que *para las condiciones del gas del oriente venezolano, el módulo de licuefacción converge siempre y cuando el flujo de refrigerante sea mayor o igual a 123 kmol/h*, por lo que para garantizar la robustez del sistema diseñado **se fijó este flujo de refrigerante en 150 kmol/h**, para una capacidad de procesamiento de 425 MGPD de gas natural.

IV.2.2 Diagrama del módulo GNL en ambiente HYSYS

En la Figura 10 se puede apreciar el diagrama del módulo GNL en ambiente HYSYS, el cual se montó en el simulador, siguiendo la metodología y la iteración expuesta al comienzo de la sección IV.2.

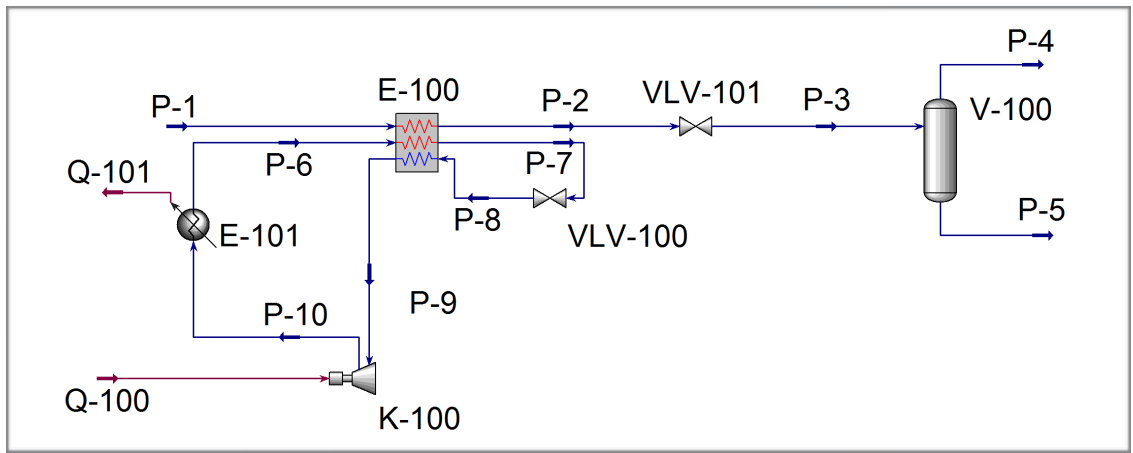
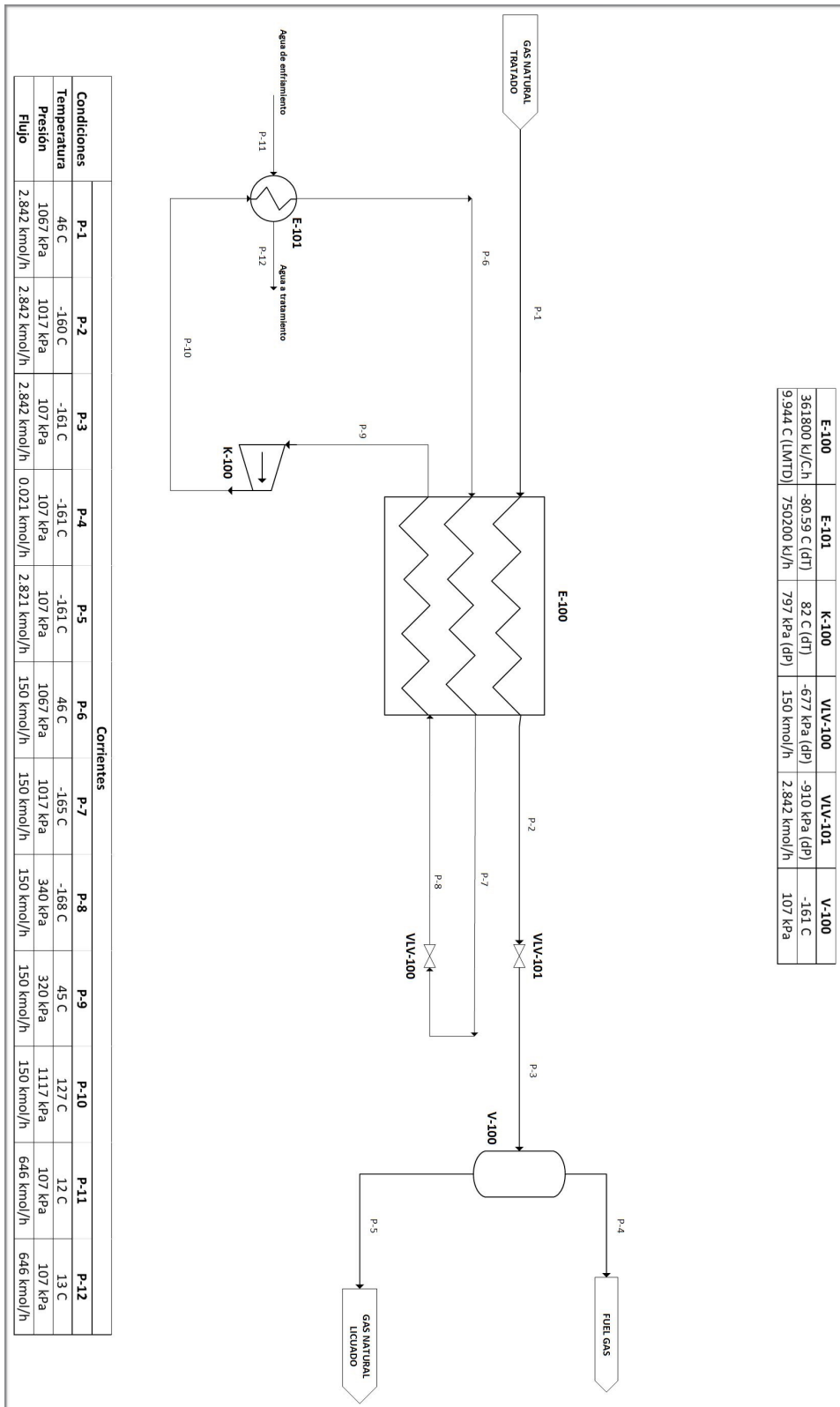


Figura 10. Diagrama del módulo GNL en ambiente HYSYS. (Elaboración propia).

Como se puede apreciar en la Figura 10, todas las corrientes tienen un color azul (salvo las energéticas) y los equipos tienen un borde negro, lo cual es indicativo de que hubo convergencia en la simulación para las condiciones establecidas en toda la planta. Esto quiere decir que el arreglo seleccionado, a las condiciones establecidas, es adecuado puesto se logra obtener el producto deseado.

IV.2.3 Diagrama de flujo del módulo GNL

Habiendo simulado la planta de licuefacción de gas natural y sabiendo que el arreglo escogido es correcto y converge, conviene presentar el arreglo el esquema del Diagrama de Flujo del Proceso, explicando con más detalle las condiciones a las que operaría la planta. El diagrama de flujo del módulo GNL, puede apreciarse en la Figura 11, y en la misma pueden apreciarse las condiciones de operación más importantes de los equipos y corrientes del sistema. Cabe mencionar que por pertenecer el refrigerante a un ciclo cerrado, no hay entrada ni salida del mismo, pero sí se puede apreciar su ciclo cerrado.



Condiciones	Corrientes											
	P-1	P-2	P-3	P-4	P-5	P-6	P-7	P-8	P-9	P-10	P-11	P-12
Temperatura	46 C	-160 C	-161 C	-161 C	-161 C	46 C	-165 C	-168 C	45 C	127 C	12 C	13 C
Presión	1067 kPa	1017 kPa	107 kPa	107 kPa	107 kPa	1067 kPa	1017 kPa	340 kPa	320 kPa	1117 kPa	107 kPa	107 kPa
Flujo	2.842 kmol/h	2.842 kmol/h	2.842 kmol/h	0.021 kmol/h	2.821 kmol/h	150 kmol/h	150 kmol/h	150 kmol/h	150 kmol/h	150 kmol/h	646 kmol/h	646 kmol/h

E-100	E-101	K-100	V-100	V-100	V-100
361800 kJ/C/h	-80.59 C (DT)	82 C (DT)	-677 kPa (dP)	-910 kPa (dP)	-161 C
9.944 C (LMTD)	750200 kJ/h	797 kPa (dP)	150 kmol/h	2.842 kmol/h	107 kPa

Figura 11. Diagrama de flujo del módulo GNL. (Elaboración propia).

IV.2.4 Datos obtenidos con la simulación

Además de comprobar los arreglos y las condiciones de las corrientes del sistema, la simulación permite obtener otros datos importantes de las corrientes y equipos a utilizar. En el caso del módulo GNL simulado, los datos importantes que se obtuvieron con la simulación fueron los requerimientos de energía y diseño, para el intercambiador principal (E-100), el compresor (K-100), el intercambiador secundario (E-101) y el separador flash (V-100).

A continuación, se presentaran mediante tablas y figuras, los resultados más representativos del diseño del módulo GNL. En la Tabla 13, pueden observarse las condiciones de operación de todas las entradas y salidas del intercambiador principal (E-100).

Tabla 13. Condiciones en las corrientes de entrada y salida del intercambiador principal E-100.
(Elaboración propia)

Name	P-1	P-6	P-8	P-2	P-7	P-9
Vapour	1.0000	1.0000	0.0422	0.0000	0.0000	1.0000
Temperature [C]	46.00	46.00	-167.5	-160.0	-165.0	44.88
Pressure [kPa]	1067	1067	340.0	1017	1017	320.0
Molar Flow [kgmole/h]	2.842	150.0	150.0	2.842	150.0	150.0
Mass Flow [kg/h]	46.14	4585	4585	46.14	4585	4585
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0.1534	10.68	10.68	0.1534	10.68	10.68
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.445e+004	-8.098e+004	-1.047e+005	-8.968e+004	-1.047e+005	-8.070e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	166.8	171.2	55.84	77.36	55.47	181.7
Heat Flow [kJ/h]	-2.116e+005	-1.215e+007	-1.570e+007	-2.549e+005	-1.570e+007	-1.210e+007

Precisamente es en la Tabla 13 donde se pueden apreciar las condiciones establecidas por el usuario y las condiciones calculadas por el simulador, para las corrientes del intercambiador principal E-100 una vez que fuera aplicado el proceso iterativo hasta la convergencia, explicado al inicio de la presente sección IV.2. En color azul se reflejan las condiciones suministradas por el usuario, mientras que en color negro aquellas que fueron calculadas directamente con el uso del simulador.

Para las condiciones de entradas y salidas del intercambiador principal E-100, se pudo conocer, mediante el simulador, parámetros energéticos del mismo que pueden apreciarse en la Tabla 14. Cabe mencionar que la bibliografía consultada (Trigilio, Bouza y Di Scipio, 2012) indica que es posible diseñar, mediante herramientas de programación dentro del mismo HYSYS, un programa optimizador de la composición del refrigerante en función del trabajo requerido por el intercambiador principal, de tal forma que el mismo opere con un mejor ahorro energético. Sin embargo, la programación de tal optimizador, no es motivo de estudio de este Trabajo Especial de Grado.

Tabla 14. Condiciones de operación del intercambiador principal E-100. (Elaboración propia).

Overall Performance		Detailed Performance	
Duty	3.598e+06 kJ/h	Est UA Curvature Error	4.183e+008 kJ/C-h
Heat Leak	0.000e-01 kJ/h	Hot Pinch Temp.	46.0000 C
Heat Loss	0.000e-01 kJ/h	Cold Pinch Temp.	44.8786 C
UA	3.618e+005 kJ/C-h	Cold Inlet Eqm. Temp.	-167.537 C
Min. Approach	1.121 C	Hot Inlet Eqm. Temp.	46.000 C
LMTD	9.944 C		

Side Results							
Pass Name	Inlet T	Outlet T	Molar Flow	Duty	UA	Hot/Cold	
P-1-P-2	46.00	-160.00	2.84	-43282.6	4815.6	Hot	
P-6-P-7	46.00	-165.00	150.00	-3.55485e+06	3.57026e+05	Hot	
P-8-P-9	-167.54	44.88	150.00	3.59813e+06	3.61841e+05	Cold	

Otro equipo importante a ser observado, es el compresor del módulo GNL (K-100). Las condiciones de operación obtenidas con el simulador para este equipo pueden observarse en la Tabla 15.

Tabla 15. Condiciones de operación del compresor K-100. (Elaboración propia).

Adiabatic Head [m]	1.179e+004
Polytropic Head [m]	1.211e+004
Adiabatic Fluid Head [kJ/kg]	115.6
Polytropic Fluid Head [kJ/kg]	118.8
Adiabatic Efficiency	75.000
Polytropic Efficiency	77.023
Power Consumed [kW]	196.4
Polytropic Head Factor	1.0023
Polytropic Exponent	1.2091
Isentropic Exponent	1.1516

De esta forma, se sabe que la energía consumida por el compresor, para llevar la corriente de refrigerante a condiciones de presión deseadas más adelante, sería de unos **196,4 kW**. Este parámetro se ajusta perfectamente con el diseño propuesto que utiliza un único compresor, puesto que la bibliografía consultada indica que en el caso en que la energía consumida por el compresor sea mayor a 70 MW, deben utilizarse dos o más compresores en serie, lo cual no aplica en este caso.

Vale la pena observar también las condiciones de trabajo del intercambiador de calor secundario (E-101), las cuales se muestran en la Tabla 16. Aquí se puede apreciar las condiciones de las corrientes de entrada y salida de refrigerante, la caída de presión en el intercambiador E-101 y el consumo energético que requeriría el mismo.

Tabla 16. Condiciones de operación del intercambiador secundario E-101. (Elaboración propia).

Name	P-10	P-6	Q-101
Vapour	1.0000	1.0000	<empty>
Temperature [C]	126.6	46.00	<empty>
Pressure [kPa]	1117	1067	<empty>
Molar Flow [kgmole/h]	150.0	150.0	<empty>
Mass Flow [kg/h]	4585	4585	3.587e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	10.68	10.68	<empty>
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.598e+004	-8.098e+004	<empty>
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	184.7	171.2	<empty>
Heat Flow [kJ/h]	-1.140e+007	-1.215e+007	7.502e+005

Las condiciones de las corrientes de entrada y salida del separador flash (V-100) al final del proceso de licuefacción del gas, también son importantes, para determinar cuánto GNL finalmente se obtiene del proceso y cuánto sale en forma de vapor. Esta información se puede observar en la Tabla 17.

Tabla 17. Condiciones de entradas y salidas del separador flash V-100. (Elaboración propia)

Name	P-3	P-5	P-4
Vapour	0.0075	0.0000	1.0000
Temperature [C]	-160.8	-160.8	-160.8
Pressure [kPa]	106.9	106.9	106.9
Molar Flow [kgmole/h]	2.842	2.821	2.136e-002
Mass Flow [kg/h]	46.14	45.80	0.3427
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0.1534	0.1523	1.145e-003
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-8.968e+004	-8.974e+004	-8.126e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	77.63	77.08	149.8
Heat Flow [kJ/h]	-2.549e+005	-2.532e+005	-1736

De esta forma podemos observar que más del 99% de todo el flujo entrante de gas natural sale en forma líquida de este módulo GNL, lo cual también es indicativo de que el arreglo y las condiciones de operación de todo el módulo son adecuadas para cumplir los objetivos del mismo.

Otros datos más detallados, como es el caso de condiciones específicas de las corrientes del sistema, pueden conseguirse en Apéndice A del presente Trabajo Especial de Grado, en caso de que deseen ser consultadas.

IV.2.5 Estudio de sensibilidad de la planta

Para comprobar que el arreglo simulado de la planta fuera robusto y confiable, se procedió a hacer un estudio de sensibilidad de la planta, tomando como variable manipulada el flujo de gas natural a la entrada del módulo GNL, el cual se aumentó y disminuyó en un 15% y se procedió a observar las consecuencias de tales cambios en el sistema.

Las variables observadas durante este estudio de sensibilidad, fueron las condiciones del producto a la salida del módulo GNL (flujo y temperatura), y el flujo mínimo de refrigerante necesario para la convergencia de la simulación.

En la Figura 12 se puede apreciar la primera parte del estudio de sensibilidad, en donde se observa la variación de la temperatura y del flujo de salida de producto del módulo GNL, respecto a una variación del flujo a la entrada de gas natural.

De esta figura se desprende el hecho de que la temperatura del gas a la salida del módulo de gas natural permanece casi constante, teniendo variaciones apenas en el cuarto decimal, por lo que pueden considerarse despreciables independiente de que se aumente o disminuya la entrada de gas natural. Esta es una observación bastante interesante pues ratifica que el diseño del módulo GNL puede aguantar disminuciones o aumentos de flujo de gas natural sin afectar la calidad del producto obtenido, cuya

característica principal es que la temperatura debe mantenerse a -160°C para garantizar que el gas natural permanezca en su forma líquida.

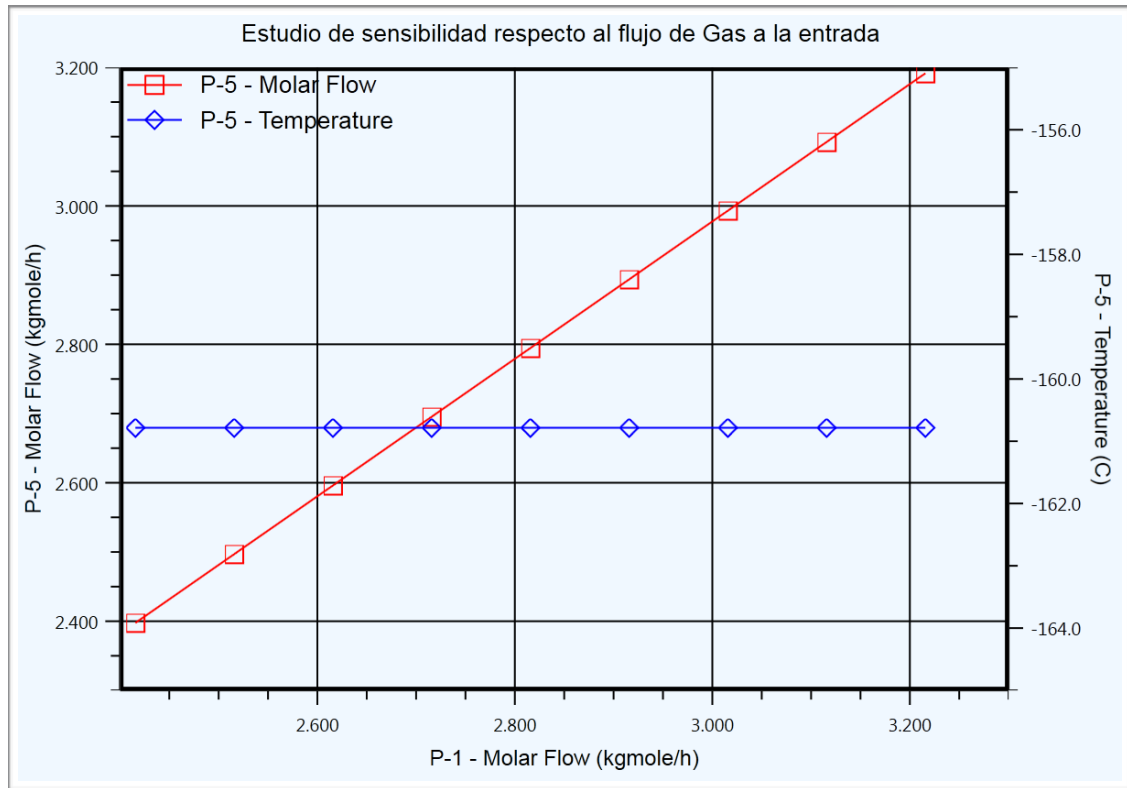


Figura 12. Sensibilidad de la temperatura y el flujo molar de gas natural a la salida respecto a el flujo molar de gas natural a la entrada. (Elaboración propia).

Ahora bien, de la misma Figura 12 se puede observar, como es de esperarse, que el flujo molar del producto es proporcional al flujo de entrada de gas natural, manteniéndose una relación de vaporización menor al 1% durante toda la recta. Esto también ratifica la solidez del arreglo del módulo GNL, haciendo cumplir las expectativas cuantitativas de producto deseado, ante aumentos o disminuciones de entrada de gas natural.

La última parte del estudio de sensibilidad, debió realizarse de manera manual, respetando el proceso iterativo explicado al comienzo de la sección IV.2, debido a que el mismo consistió en analizar el mínimo flujo de refrigerante requerido en el ciclo cerrado, para que hubiera convergencia en la planta. El objetivo de esta parte del estudio de sensibilidad es determinar si el flujo fijado de refrigerante, pudiera aguantar aumentos o disminuciones de entrada de gas natural y que aun en condiciones adversas, se logre obtener el producto deseado que es gas natural licuado.

Debemos recordar, que el flujo de refrigerante establecido para la planta fue de 150 kmol/h, para una entrada de gas natural de 2,842 kmol/h.

Se consideraron dos escenarios en esta parte del estudio de sensibilidad: el primero con una disminución por el orden del 15% de flujo de gas natural a la entrada, y el segundo con un aumento del mismo flujo en 15%.

Para el caso de la disminución de gas natural a la entrada, se consiguió que tras aplicar el método iterativo, el flujo mínimo de refrigerante en el ciclo cerrado debía ser de 105 kmol/h para una entrada de gas natural de 2,4157 kmol/h. En cambio para un aumento de gas natural a la entrada, el flujo mínimo de refrigerante requerido en el ciclo cerrado debía ser de 142 kmol/h para una entrada de 3,2683 kmol/h de gas natural.

De esto se desprenden dos observaciones. La primera es que cuanto más gas natural ha de tratarse, más flujo de refrigerante será necesario usar en el ciclo cerrado. La segunda observación es que el valor de flujo de refrigerante establecido previamente para el diseño del módulo (150 kmol/h) puede soportar disminuciones y aumentos de entrada de gas natural por el orden del 15%. Inclusive, el módulo al operar con 150 kmol/h de refrigerante, pudiera aguantar una disminución total de gas natural a la

entrada manteniendo las condiciones cualitativas del producto. Sin embargo, cuando se trata de aumento de flujo de gas a la entrada, el módulo no pudiera aguantar un aumento mucho mayor del 15%, debido a que el flujo mínimo de refrigerante requerido a esas condiciones (142 kmol/h) se acerca al flujo de refrigerante establecido previamente (150 kmol/h). De esta forma, si se quisiera procesar una mayor cantidad de gas natural en este módulo, debe considerarse hacer modificaciones que permitan el paso de un mayor flujo de refrigerante por el ciclo cerrado.

IV.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE COSTOS

En esta sección se muestran los resultados de los análisis de costos del módulo GNL, hechos a partir de trabajos de investigación y bibliografía consultada, para luego realizar los flujos de caja pertinentes que permitieron evaluar la rentabilidad de la planta, en dos escenarios distintos de valorización del Gas Natural Licuado.

Para el estudio económico del proyecto, se hicieron dos flujos de caja y posteriormente se calculó el valor presente neto en cada escenario de valorización. El primero tomando en cuenta que el gas licuado obtenido del módulo GNL sea comercializado directamente en mercados internacionales. El segundo escenario parte de la premisa que este gas generado por el módulo se utilizaría para sustituir su equivalente de combustibles líquidos del mercado interno venezolano, colocando posteriormente los combustibles líquidos ahorrados en el mercado internacional. Las ganancias previstas en este segundo escenario toman en cuenta el precio del petróleo venezolano a nivel internacional.

Cabe mencionar que para realizar todas las estimaciones, se prevén escenarios conservadores en cuanto a la estimación de ganancias. De esta manera se estimarían precios conservadores para el gas natural y para el petróleo, debido a la incertidumbre que reina actualmente en los mercados energéticos.

IV.3.1 Costos de la planta

Los costos de inversión total de la planta fueron estimados a partir de un estudio que hiciera la Universidad de Oxford sobre el escalamiento de costos de unidades de GNL alrededor del mundo. En este estudio, Brian Songhurst desarrolló en el 2014, una tendencia de costos de instalación de planta en función de su capacidad, basándose en la curva histórica mostrada en la Figura 13.

Los costos de la instalación de una planta de licuefacción de gas natural dependen directamente de la capacidad proyectada, y estos costos han variado bastante al pasar de los años. Entre 1970-1990 el costo de una planta GNL era de \$600/tpa, mientras que entre 1990-2008 el costo bajó hasta los \$400/tpa. Sin embargo, desde el 2008 hasta el 2015, el costo de una planta GNL ha subido hasta llegar a los \$1200/tpa (Songhurst, 2014).

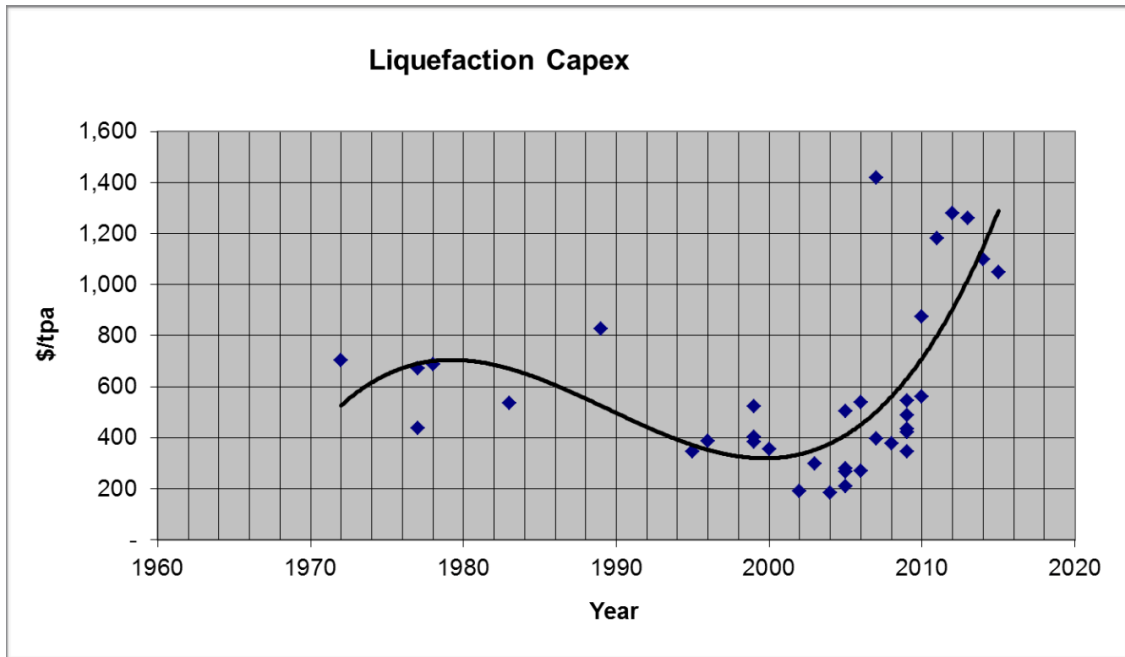


Figura 13. Costo histórico de una planta GNL en dólares americanos por toneladas producidas al año. (Songhurst, 2014)

A partir de esta tendencia, fue desarrollada la siguiente fórmula con la cual es posible estimar el costo de inversión de una planta de GNL:

$$\text{Costo Métrico USD\$/tpa} = \text{Costo de planta en millones de USD\$} / \text{capacidad (mtpa)}$$

Para conocer la inversión total del módulo simulado en este estudio, se multiplica su capacidad establecida en 425 MGPD (244.020 tpa) por el costo métrico del periodo 2008-2015 de plantas GNL. De esta forma se obtiene que *el costo de la inversión total de la planta de GNL en formato modular para las condiciones de gas del oriente venezolano fue estimado en USD \$292.824.000.*

Ahora bien, el costo de funcionamiento de este módulo GNL depende básicamente del gasto en energía y personal, puesto que el refrigerante no necesita cambios al encontrarse en un ciclo cerrado. Además se utiliza como insumo gas de quema y/o

venteo por lo que su costo de extracción puede considerarse nulo, gracias a que el mismo está asociado a la extracción del petróleo.

Para la estimación de los costos de funcionamiento de la planta, se utilizó la herramienta de estimación de costos “Aspen Economics” del simulador HYSYS, la cual estima el costo de la energía requerida de la planta y los costos del personal asociado para su operación. De esta forma, *los costos operativos se estimaron en USD \$1.493.690,00 / año.*

IV.3.2 Rentabilidad colocando GNL en mercados internacionales

Uno de los escenarios previstos para la valorización del GNL producido en el módulo simulado, es la comercialización del producto directamente en los mercados internacionales, por lo que se considera el precio del GNL a nivel internacional para calcular las ganancias obtenidas. En este sentido se consideró un precio de USD\$ 2,75 por millón de BTU de gas natural.

El flujo de caja concerniente a este escenario de estudio de valorización puede encontrarse en la Tabla 20 que se encuentra en el Apéndice B.

Tras la realización del mencionado flujo de caja neto, se pudo obtener el valor del valor presente neto del proyecto en 20 años para este escenario de valorización del GNL, obteniéndose un valor de **USD\$ 89.767.590**, con lo cual *se observa que el proyecto es completamente rentable.*

IV.3.3 Rentabilidad sustituyendo combustibles por GNL en Venezuela

El segundo escenario de valorización del GNL, es la ganancia generada por sustituir este producto en el mercado interno venezolano por su equivalente energético de los combustibles líquidos, para luego destinar estos combustibles ahorrados al mercado internacional. En este sentido, se considera que el precio internacional de la canasta de petróleo venezolana para calcular las ganancias obtenidas es de USD\$ 40, tomando previsiones conservadoras en cuanto a su cotización, debido a la incertidumbre y los bajos precios que reinan actualmente en los mercados energéticos.

El flujo de caja concerniente a este escenario evaluado puede encontrarse en la Tabla 21, ubicada en el Apéndice B.

Tras la realización del flujo de caja se pudo calcular el valor presente neto del proyecto a 20 años, con lo cual se observó que el mismo tiene un valor de **USD \$551.243.239**. De esta manera se comprueba que es completamente rentable el proyecto y que *este escenario de sustitución de combustibles líquidos por el GNL producido es aún más rentable que si se comercializara directamente el GNL en el mercado internacional.*

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

V.1 CONCLUSIONES

- El método de ponderación valorativo de características resulta más conveniente que el método de ponderación binario, debido a que en caso de que una característica sea considerada menos importante que todas las demás, el método valorativo le asigna cierta ponderación así sea pequeña, mientras que el binario no.
- La tecnología más idónea para una planta en formato modular de GNL para las condiciones del gas de quema y/o venteo en el oriente venezolano es el Ciclo Cerrado de Refrigerante Mixto (CCRM).
- El costo estimado de una planta CCRM para licuar gas natural depende de su capacidad. Para la disponibilidad del gas de quema y/o venteo del oriente venezolano tal planta costaría alrededor de USD\$ 292.824.000, mientras que su costo de funcionamiento sería de USD\$ 1.493.690,00 por año.
- Si bien resulta rentable el hecho de colocar el GNL producido en mercados internacionales; resulta aún más rentable utilizar el GNL para sustituir combustibles líquidos de petróleo en el mercado interno, para luego colocar los combustibles líquidos ahorrados en el mercado internacional.

V.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda el uso de una matriz valorativa de ponderación, para definir el valor de las características de una matriz de selección.

- Para lograr costos energéticos más bajos al diseñar una planta con tecnología de Ciclo Cerrado de Refrigerante Mixto, se recomienda la programación de un optimizador de la composición del refrigerante en un simulador.
- Se recomienda revisar el origen de los costos al utilizar la herramienta de económica del simulador HYSYS para asegurar su veracidad, antes de incluirlas como base de un trabajo de investigación.
- En caso de licuar el gas natural asociado de quema y/o venteo, se recomienda sustituir los combustibles líquidos en el mercado interno por el GNL producido. Este esquema de valorización del gas natural resulta mucho más rentable para Venezuela, que comercializar directamente el GNL en mercados internacionales.

BIBLIOGRAFÍA

1. Abedinzadegan, Majid (s.f.). National Iranian Gas Company. “Desing and Operations of Natural Gas Handling Facilities”.
2. Álvarez, Sabrina (2013). Universidad Central de Venezuela. “Viabilidad de la separación de los gases de quema y/o venteo en los Distritos del Lago Norte y Sur de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo”.
3. Álvarez, Víctor (2014). El Mundo Económico. “El aumento de la gasolina ante las elecciones del 8-D”.
4. Azuaje, Natenska (2010). Universidad Central de Venezuela. “Valoración del gas de baja presión como recurso energético en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo. Venezuela”.
5. Bahadori, Alireza (2014). Gulf Professional Publishing, Oxford, U.K. “Natural Gas Processing Technology and Engineering Design”.
6. Carruido, Marifé (2013). Universidad Central de Venezuela. “Determinación de los parámetros de operación de una planta de tratamiento de gases de quema y/o venteo”.
7. Central Intelligence Agency (2014). “The World Factbook”.
8. Devold, Havard (2009). ABB Oil and Gas. “Oil and Gas Production Handbook, an introduction to oil and gas production”.
9. Djebri Mourad et al. (2008). Sonatrach Direction Production, Region de TFT, BP66, Amenas, Algeria. “Recovery of Flared Gas Through Crude Oil Stabilisation by a Multi-Stage Separation With Intermediate Feeds: A Case Study”.
10. García, Franklin (2012). Universidad Central de Venezuela. “Estimación técnico económica de la separación de Gas Licuado de Petróleo a partir de gases de quema y/o venteo”.

11. Gragirena L., Kharlys R. (2011). Universidad Central de Venezuela. “Simulación de una planta de generación eléctrica utilizando gas de baja presión del Distrito Norte, en el Estado Monagas, como combustible en un ciclo de potencia”.
12. A. Habibullah, P. Lardi y M. Passmore (2009). Worley Parsons, Resources & Energy. Arcadia, California, USA. “LNG Conceptual Design Strategies”.
13. Hermoso, Valentina (2008). Universidad Central de Venezuela. “Desarrollo de la energía conceptual y básica para la disposición de compuestos de BTEX, emitidos en la unidad de regeneración de glicol de la Planta de Refrigeración San Joaquín, ubicada en el Estado Anzoátegui”.
14. International Energy Agency (2010). “Natural Gas Liquids Supply Outlook 2008-1015”.
15. T. Kohler, M. Bruentrup, R. D. Key y T. Edvardsson (2014). “Choose the best refrigeration technology for small-scale LNG production”. Hydrocarbon Processing, January 2014 Ed. pages 45-52.
16. La Rosa, Lorena (2010). Universidad Central de Venezuela. “Valorización del Gas Natural Asociado destinado a la quema y venteo en las instalaciones petroleras del Distrito Norte de PDVSA Estado Monagas. Venezuela.”
17. Martínez, Marcías (1994). Ingenieros Consultores y Asociados, C.A. (ICONSA). “Ingeniería de gas, principios y aplicaciones”.
18. Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Gaceta Oficial No. 38.771. Caracas, 18 de septiembre de 2007. “Normas Técnicas Aplicables (NTA) para el aseguramiento de la calidad del gas en sistemas de transporte y distribución”.
19. Norma COVENIN 904 (1998). “Productos derivados del petróleo. Gases Licuados de Petróleo (GLP)”.
20. Norma COVENIN 3568-1 (2000). “Gas Natural. Características mínimas de calidad. Parte 1: Introducción general, definiciones y conceptos”.

21. Ocampo, Leonardo (2010). Universidad Central de Venezuela. “Comparación entre los procesos de acondicionamiento de gas asociado para su uso como combustible doméstico y como gas combustible para generación de electricidad”.
22. Oh, Min y Moon, Il (1998). LG Engineering Co. Ltd., Seoul, Korea. “Framework of Dynamic Simulation for Complex Chemical Processes”.
23. B. Price, M. Mahaley y W. Shimer (2014). Revista Gas Processing edición de marzo-abril 2014, páginas 21-26. “Optimize Small-scale LNG Production with Modular SMR Technology”.
24. PDVSA (2014). “Informe de Gestión Anual 2013”.
25. Rodríguez V., Karen (2010). Universidad Central de Venezuela. “Aprovechamiento del gas de quema y venteo en la generación de electricidad para satisfacer necesidades energéticas en comunidades aledañas a las instalaciones del Distrito Norte”.
26. Songhurst, Brian (2014). “LNG Plant Cost Escalation”. The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford. OIES Paper: NG 83.
27. A. Trigilio, A. Bouza and S. Di Scipio (2012). “Modelling and Simulation of Natural Gas Liquefaction Process, Advances in Natural Gas Technology, Dr. Hamid Al-Megren (Ed.), ISBN: 978-953-51- 0507-7, InTech, Available from: <http://www.intechopen.com/books/advances-in-natural-gas-technology/-modelling-and-simulation-of-natural-gas-liquefaction-process>
28. Zorrilla, Adriana (2014). Universidad Central de Venezuela. “Valorización del gas natural de quema y/o venteo bajo distintos escenarios de producción en el oriente venezolano”.