

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

FACTIBILIDAD DE APROVECHAMIENTO DE LOS LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL ASOCIADOS AL GAS DE VENTEO UTILIZANDO NUEVAS TECNOLOGÍAS

Presentado ante la ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por los Brs. Génesis Salinas y Rodrigo Guerrero

Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Abril de 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

FACTIBILIDAD DE APROVECHAMIENTO DE LOS LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL ASOCIADOS AL GAS DE VENTEO UTILIZANDO NUEVAS TECNOLOGÍAS

Tutor Industrial: MSc. Jackson Pérez

Tutor Académico: Ing. René Rojas

Presentado ante la ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por los Brs. Génesis Salinas y Rodrigo Guerrero

Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

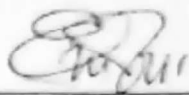
Caracas, Abril de 2018

Caracas, 26 de abril de 2018.

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el consejo de escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Génesis Salinas y Rodrigo Guerrero, titulado:

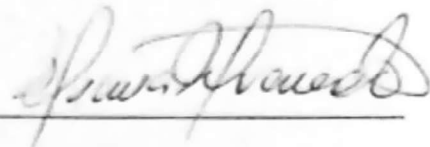
**"FACTIBILIDAD DE APROVECHAMIENTO DE LOS LÍQUIDOS DEL GAS
NATURAL ASOCIADOS AL GAS DE VENTEO UTILIZANDO NUEVAS
TECNOLOGÍAS"**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Ing. Enrique Rondón

Jurado



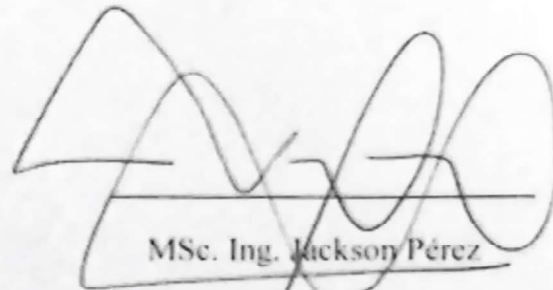
Ing. Eliana Alvarado

Jurado



Ing. René Rojas

Tutor Académico



MSc. Ing. Jackson Pérez

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A Dios y a mis padres por todo el apoyo brindado.

A mi país por ser la inspiración de este proyecto de investigación.

A mi tía Azalea Andueza y mi prima/hermana Michelle Salazar por estar conmigo siempre y apoyarme en los tiempos más difíciles.

A mis abuelas, tía y padrino que desde el cielo me cuidan.

Génesis Salinas

A mis padres, Lissette y Rodrigo, por ser la piedra angular en mis proyectos y aspiraciones, quienes me apoyaron y sirvieron de inspiración constante para la consolidación de esta meta.

A mi hermano Irán, a quien quiero mucho y espero supere todas mis esperanzas y crezca todas mis metas, que este trabajo sea de ejemplo y fuente de inspiración para sus futuros planes.

A mis abuelos maternos, Josefina y Manuel, quienes con su amor y cariño, me llenan de ánimo para seguir adelante.

Rodrigo Guerrero

AGRADECIMIENTOS

A nuestros tutores, MSc. Jackson Pérez y Prof. René Rojas, por ser los creadores de la idea fundamental de la investigación.

A los más fieles, Jesús Bello, Julio Hernández y mi compañero de tesis Rodrigo Guerrero por acompañarme en las buenas, excelentes y siempre en las malas.

A los profesores que nos apoyaron incondicionalmente, Lisbeth Miranda, Yujeisly Reina, Diego Marchan y Miguel Expósito quienes en todo sentido fueron nuestros mejores amigos y guías en este proceso.

A los mejores asesores, Pedro Grau, Giuseppina Maltese y Enrique Rondón quienes direccionaron y dieron forma a la investigación con sus valiosos consejos y recomendaciones.

A la Dra. Beverly Arocha, por ser una amiga quien me ha brindado su cariño incondicional.

Génesis Salinas

AGRADECIMIENTOS

A Dios todopoderoso, por darme la vida e iluminar constantemente mis caminos.

A Venezuela, hermoso país en el que tuve la fortuna de nacer y vivir, que con sus cuantiosas maravillas sirvieron de inspiración para la elaboración de este trabajo.

A la Universidad Central de Venezuela, La casa que vence la sombra, gloriosa alma mater en la cual tuve el honor de estudiar.

A mis padres, Lisette y Rodrigo, por apoyarme en la senda universitaria, por todo su amor y cariño, de lo contrario hoy no estaría aquí.

A Gladys, Félix, Víctor y Juan Manuel quienes en estos 6 años me brindaron un hogar lejos de casa y por siempre hacerme sentir parte de su familia.

A Génesis Salinas, mi amiga y compañera de tesis, quien me permitió formar parte de este proyecto, que con su apoyo incondicional y a pesar de los momentos difíciles, fuimos capaces de alcanzar esta meta juntos.

A Jackson Pérez, René Rojas, Enrique Rondón, Miguel Expósito, Pedro Grau y Giuseppina Maltese; excelentes profesionales quienes brindaron su tiempo, consejo y tutoría en la consolidación de este Trabajo Especial de Grado.

A Yujeisly Reina, Lisbeth Miranda y Diego Marchan, quienes nos prestaron un espacio de trabajo, y estuvieron siempre dispuestos a brindarnos su apoyo.

A mis verdaderos amigos, quienes siempre han estado allí para apoyarme y sirven de aliento en mi vida, compartiendo conmigo gratos momentos y siendo prácticamente una fuente inagotable de buenas vibras.

Rodrigo Guerrero

Salinas G., Génesis J.; Guerrero R., Rodrigo M.

FACTIBILIDAD DE APROVECHAMIENTO DE LOS LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL ASOCIADOS AL GAS DE VENTEO UTILIZANDO NUEVAS TECNOLOGÍAS

Tutor Académico: Prof. René Rojas. Tutor Industrial: MSc. Jackson Pérez.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.

Año 2018, n° pág. 154

Palabras Claves: Gas Natural, Tecnologías Innovadoras, Gas de Venteo, Gases Licuados del Petróleo (GLP), Líquidos del Gas Natural (LGN), GPM, Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)

Resumen.

La creciente demanda energética global genera la necesidad de incrementar producción de recursos energéticos haciendo uso de procesos eficientes y con menor impacto ambiental, posicionando el gas natural como una opción de suministro debido a su desarrollo tecnológico, estabilidad de mercado y menor impacto ambiental que otros recursos naturales. En Venezuela, este recurso cubre gran parte de la matriz energética del país, producido a través de sistemas a gran escala que actualmente presentan fallas y no procesan toda la demanda. Aunado a esto, gran cantidad de gas asociado de petróleo está siendo quemado en los campos venezolanos, por lo que es pertinente la evaluación de tecnologías modulares que permitan aprovechar LGN de éste gas producido en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), con la finalidad de comercializarlo o distribuirlo localmente.

Debido a esto, se seleccionó un campo de la FPO con gran cantidad de gas de venteo y la mayor cantidad de riqueza posible, para evaluar haciendo uso de matrices comparativas, la aplicación de una de las tres tecnologías evaluadas en el presente estudio que permiten la extracción de LGN y fraccionamiento en GLP.

Las tecnologías evaluadas fueron: Gas Plant in a Bottle® (GPB), "Unit of Blocks for Production of Propane-Butane from Associated Petroleum Gas ®" y LPG-SEP™. Esta última resultó óptima para la corriente de venteo del campo de 41MMPCN y riqueza de 1,74 GPM. Esta tecnología consiste en el uso de compresores, sistemas de criogenia y una innovadora membrana que aumenta la eficiencia del proceso de extracción de líquido produciendo a su mayor eficiencia 18.336 GAL/D de GLP, 34MMPCS/D de gas seco y 880 BBL/D de gasolina natural.

Finalmente, se concluyó que la aplicación de LPG-SEP genera ingresos brutos de hasta 334.601,53US\$/D de ingreso bruto, permitiendo atender 42.000 familias del oriente del país para el período de consumo de cilindros de 10 kg.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE TABLAS	x
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
I.1 Planteamiento del Problema	3
I.2 Objetivos	5
I.2.1 Objetivo General	5
I.2.2 Objetivos Específicos	5
I.2 Alcance	6
I.3 Limitaciones	6
I.4 Justificación	6
CAPÍTULO II	8
II.1 Antecedentes	8
II.2 Área de Estudio	10
II.2.1 Faja Petrolífera del Orinoco	13
II.3 Marco Teórico	16
II.3.1 Gas Natural	16
II.3.2 Fuentes de Gas Natural	20
II.3.3. Procesamiento del Gas Natural	23
II.3.4 Importancia y Mercado	56
II.3.5 Productos derivados del Gas Natural.	61

II.3.6 Esquemas de aprovechamiento en Venezuela	63
II.3.7 Quema y Venteo	69
II.3.8 Funcionamiento de las nuevas tecnologías a Evaluar	72
II.3.9 Definición de los componentes de las nuevas tecnologías	86
II.4. Marco Legal	90
CAPÍTULO III	96
III.1 Selección de localización de estudio	99
III.2 Evaluación de tecnologías y procesos	103
III.3 Modelaje de la tecnología seleccionada	108
III.4 Análisis económico y de entorno	109
CAPÍTULO IV	113
IV.1 Selección de la localización de estudio	113
IV.2 Evaluación de tecnologías	121
IV.2.1 Caracterización de las Tecnologías	122
IV.2.2 Comparación de Costos	126
IV.2.3 Selección de Tecnología	130
IV.3 Modelaje de la tecnología seleccionada	131
IV.4 Análisis económico y de entorno	133
IV.5 Propuestas de distribución	136
CONCLUSIONES	139
RECOMENDACIONES	140
BIBLIOGRAFÍA	141

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura n° 1. Distribución Geográfica de Cuencas de Reservas Probadas de Gas Natural en Venezuela. (Zorrilla, 2014)	11
Figura n° 2. Bloques Faja Petrolífera del Orinoco. (PDVSA, 2016).	13
Figura n° 3. Infraestructura de Transporte y Distribución de Gas (PDVSA, 2016)	21
Figura n° 4. Típica Planta de Procesamiento Gas Natural. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	24
Figura n° 5. Esquema típico de un Separador Horizontal (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	25
Figura n° 6. Sistema de recuperación de hidrocarburos líquidos mediante un separador de baja temperatura. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	26
Figura n° 7. Sistema de Deshidratación por Glicol (Ghosh & Prelas, 2009)	28
Figura n° 8. Sistema de deshidratación del gas natural usando tamices moleculares. (Ghosh & Prelas, 2009).....	29
Figura n° 9. Proceso de Endulzamiento del Gas con Aminas. (Ghosh & Prelas, 2009)	31
Figura n° 10. Absorción por Aceite Pobre Refrigerado. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	36
Figura n° 11. Enfriamiento por refrigeración mecánica. (Gas Processors Suppliers Association, 2004)	38
Figura n° 12. Proceso de Expansión J-T. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	40
Figura n° 13. Proceso de Turboexpansión Convencional. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	41
Figura n° 14. Esquema de flujo de adsorción típico. Dónde: a) y c) Adsorbedores; d) Compresor; e) Horno; f) Enfriador; g) Separador; h) Filtro. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	42
Figura n° 15. Concepto del proceso de Twister. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	45

Figura n° 16. Diseño Básico de un dispositivo de vórtice tubular (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	46
Figura n° 17. Diagrama Esquemático de una torre de fraccionamiento (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	47
Figura n° 18. Modelo básico de Fraccionamiento (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	48
Figura n° 19. Tren de fraccionamiento. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	50
Figura n° 20. Rango general de aplicación de Compresores. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)	52
Figura n° 21. Consumo de Gas Natural por Sector. (BP, 2017)	57
Figura n° 22. Comparación Oferta y Demanda de GNL. (BP, 2017)	59
Figura n° 23. Mapa de Movimientos de GNL (BP, 2017)	59
Figura n° 24. Comparación Precios Principales Productores de Gas. (Agencia Internacional de Energía, 2017)	60
Figura n° 25. Distribución de Producción de Gas Natural (PDVSA, 2016)	64
Figura n° 26. Procesos de la Industria del Gas. (PDVSA, 2016)	65
Figura n° 27. Infraestructura de Compresión. (PDVSA, 2016)	66
Figura n° 28. Infraestructura de Procesamiento de LGN. (PDVSA, 2016)	67
Figura n° 29. Desarrollo Mundial de la Quema de Gas Asociado y la Producción de Petróleo (Piepzyk & Rojas, 2015).	71
Figura n° 30. Cantidades Mundiales de Quema de Gas Asociado estimadas con VIIRS (Piepzyk & Rojas, 2015).	72
Figura n° 31. Esquema de Turboexpansión Tradicional (Ortloff Engineers, Ltd, 2011)	74
Figura n° 32. Esquema Gas Plant in a Bottle (Ortloff Engineers, Ltd, 2011)	74
Figura n° 33. Esquema del Espacio reducido usando GPB en comparación con una planta tradicional. (Ortloff Engineers, Ltd, 2011)	77
Figura n° 34. Ortloff. Gas Plant in a Bottle. (Ortloff Engineers, Ltd, 2011)	78
Figura n° 35. Proceso LPG-Sep TM (Membrane Technology & Research, Inc, 2016)	79

Figura n° 36. Demostración LPG-Sep™. Unidad Operando en Locación en Golfo de USA. (Membrane Technology & Research, Inc, 2016)	80
Figura n° 37. Cómo Funciona el Mini Enfriador. (DAFFIETOOLS, S.A, 2017)	82
Figura n° 38. Diagrama Esquemático del Proceso Tecnológico (Velichko Vladimir , 2010).....	83
Figura n° 39. Composición de Unidades Básicas de Bloques (Velichko Vladimir , 2010)	83
Figura n° 40. Diseño de la Unidad de Bloque (Velichko Vladimir , 2010).....	85
Figura n° 41. Esquema General de Procesamiento de Gas Natural. (Rondón, 2014)	96
Figura n° 42. Esquema Metodología.....	98
Figura n° 43. Balance Económico de Materia Prima y Productos. (Rondón, 2014)	109
Figura n° 44. Ingresos por ventas de LGN para el punto de equilibrio (Rondón, 2014)	111
Figura n° 45. Esquema de Proceso LPG-Sep™ Para Campo A.....	132
Figura n° 46. Precios de LGN desde 2012 (U.S. Energy Information Administration, 2014)	134
Figura n° 47. Distancia Aproximada del Campo A a la Población de El Tigre (Google Maps, 2018).....	137

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla n° 1. Reservas y Producción de crudo de la República Bolivariana de Venezuela	11
Tabla n° 2. Producción y disponibilidad de gas natural (MMPCS/D)	12
Tabla n° 3. Producción Fiscalizada de crudo y LGN para el período terminado al 31 de diciembre de 2016 en miles de barriles por día (MBD)	14
Tabla n° 4. Empresas Mixtas Constituidas Hasta 2016.....	15
Tabla n° 5. Composición típica del gas natural.	17
Tabla n° 6. Guía comparativa en la selección de compresores.....	53
Tabla n° 7. Guía comparativa en la selección de motores compresores de gas. ..	54
Tabla n° 8. Ventas de LGN por sector.	66
Tabla n° 9. Gases Licuados de Petróleo. Requisitos.	95
Tabla n° 10. Criterios a Evaluar para la Selección de la Localización.	100
Tabla n° 11. Valor de Clasificación para los Criterios de Evaluación de las Localizaciones	101
Tabla n° 12. Criterios a Evaluar de los Aspectos Técnicos para cada Tecnología.	103
Tabla n° 13. Valor de Clasificación Para Criterios de Evaluación de las Tecnologías.....	107
Tabla n° 14. Diseño de Matriz de Costos	108
Tabla n° 15. Criterios Ponderación Costo por Componente	108
Tabla n° 16. Fuentes y Transferencias de Gas Natural Campo A.....	114
Tabla n° 17. Distribución Final del Gas Natural Disponible Campo A.	114
Tabla n° 18. Fuentes y Transferencias de Gas Natural Campo B.	115
Tabla n° 19. Distribución Final del Gas Natural Disponible Campo B.	115
Tabla n° 20. Fuentes y Transferencias de Gas Natural Campo C.	116
Tabla n° 21. Distribución Final del Gas Natural Disponible Campo C.	116
Tabla n° 22. Fuentes y Transferencias de Gas Natural Campo D.	117
Tabla n° 23. Distribución Final del Gas Natural Disponible Campo D.	117

Tabla n° 24. Criterios Evaluados para la Selección de la Localización.	117
Tabla n° 25. Localización Seleccionada.....	118
Tabla n° 26. Características del Gas de la Localización Seleccionada	119
Tabla n° 27. Características de Entrada del Gas a Procesar	120
Tabla n° 28. Composición de Contaminantes Luego Tratamiento.....	120
Tabla n° 29. LGN Condensables Teóricamente.....	121
Tabla n° 30. Composición GLP en Venezuela	121
Tabla n° 31. Producción GPB.....	122
Tabla n° 32. Resumen del Sistema GPB.	123
Tabla n° 33 Producción LPG-SEP	123
Tabla n° 34. Resumen del Sistema LPG-Sep.....	124
Tabla n° 35. Producción Unidades de Bloque	124
Tabla n° 36. Capacidad del Sistema de Unidades de Bloque	125
Tabla n° 37. Resumen del Sistema de Unidades de Bloque.	125
Tabla n° 38. Matriz de Costos de Inversión	126
Tabla n° 39. Matriz de Costos de Operación	128
Tabla n° 40. Matriz de Costos de Mantenimiento.....	129
Tabla n° 41. Matriz de Selección de Tecnología.	130
Tabla n° 42. Resumen de Operación LPG-Sep TM	132
Tabla n° 43. Ingresos Base de Precios Pesimista.....	135
Tabla n° 44. Ingresos Base de Precios Optimista	136

INTRODUCCIÓN

A partir del siglo XX, a raíz de la revolución industrial, el mundo ha tenido la necesidad del uso masivo de energía. Los combustibles fósiles, tales como el carbón y el crudo, por sus características de fácil obtención y bajo costo, además de la invención de mecanismos de transformación en otras fuentes de energía, las convirtieron en las fuentes de energía primaria más comunes en la sociedad. Sin embargo, al paso de los años a raíz del crecimiento demográfico y económico en el mundo, los conflictos bélicos por el dominio por las fuentes de energía fósil, así como su agotamiento eventual y la dificultad de acceso en algunas regiones, han hecho que las sociedades que carecen de estas fuentes tradicionales inclinen su vista en fuentes de energía alternativas.

Por otra parte, a raíz del efecto de calentamiento global, la Organización de las Naciones Unidas ha planteado el uso de fuentes de energía primaria con un menor impacto ambiental, más eficientes, cuya huella de carbono sea menor y cuyo costo ha ido disminuyendo con el paso de los años a raíz del desarrollo en tecnologías destinadas al aprovechamiento de las mismas.

El Gas Natural ha ido ganando terreno como una fuente de energía primaria, pues su impacto ambiental es menor y su valor en el mercado es relativamente bajo, en comparación a otros combustibles fósiles. Otro importante factor del gas natural como fuente de energía son sus reservas a nivel mundial, las cuales alcanzan los 6588,8 billones de pies cúbicos (BP, 2017). Además, Venezuela cuenta con la octava mayor reserva de gas del planeta unos 201,3 billones de pies cúbicos (PDVSA, 2016), el país latinoamericano con la mayor reserva de gas natural, y representa para la nación una oportunidad de negocio en la región así como fuente de energía para el desarrollo de la nación. Las fuentes de gas natural en Venezuela, son en su mayoría asociadas a los yacimientos de hidrocarburos líquidos, y son producidas como parte de la producción de los campos. Sin embargo, los esquemas de negocio para estos tipos de campos, están destinados a

la producción exclusiva de líquidos, dejando al gas natural en segundo plano. Al no tener un destino final previsto para el gas natural, este normalmente es quemado o venteado a la atmósfera.

Por otra parte, Venezuela hace uso del gas natural con fines industriales y domésticos. Normalmente la corriente de gas natural, es separada en una corriente de gases livianos (principalmente gas metano), el cual se distribuye a nivel nacional a través de tuberías, y de líquidos de gas natural (condensables a condiciones específicas de presión y temperatura) los cuales son transportados en recipientes confinados. Entre los líquidos del gas natural con mayor valor comercial, se encuentran los Gases Licuados de Petróleo (GLP) el cual es un insumo estratégico para la nación, debido a que es usado principalmente como gas doméstico en los hogares. Venezuela en los últimos años ha enfrentado una dificultad para la obtención de los Líquidos del Gas Natural, por lo que se ha visto en la necesidad de importar este recurso en función de cubrir la demanda nacional, lo que genera pérdidas a la nación.

Ante las problemáticas antes expuestas, con respecto al aprovechamiento del gas natural, el presente Trabajo Especial de Grado presenta una propuesta alternativa para generar valor al gas natural que diariamente se pierde en los campos venezolanos. A partir del uso de una tecnología innovadora, de fácil instalación, mantenimiento y transporte, se plantea un esquema de obtención de los líquidos del gas natural, particularmente de los gases licuados de petróleo, los cuales pueden ser distribuidos en comunidades remotamente aisladas de los centros de distribución, disminuyendo costos de importación y de transporte de la materia prima, además de abrir la posibilidad para la evaluación de un esquema de negocios destinado a la exportación de líquidos del gas natural, y al crecimiento a pequeña escala en el aprovechamiento de la producción del gas natural en campos de hidrocarburos líquidos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

I.1 Planteamiento del Problema

La creciente demanda energética mundial, generada por un rápido crecimiento demográfico y desarrollo urbano, ha generado una importante necesidad de búsqueda de alternativas de producción de recursos energéticos, las cuales se ven limitadas por factores económicos, regulaciones políticas y ambientales, sujetas a los precios de mercado.

El Gas Natural se presenta como una atractiva opción energética debido a que se puede adaptar a regulaciones ambientales, su precio en el mercado es mucho más estable que el del petróleo y presenta distintas opciones de comercialización y mercados de acuerdo a sus componentes. No obstante, el manejo del Gas Natural es bastante complicado, debido a que requiere un conjunto de instalaciones para su producción, procesamiento y transporte. Los Líquidos de Gas Natural (LGN), los cuales son los líquidos condensables del gas natural, presentan una ventaja para el aprovechamiento energético, debido a su facilidad de transporte como líquidos, ya sea a través de gasoducto o el uso de recipientes presurizados.

En el caso de Venezuela, el consumo de gas natural de uso doméstico es importante, y este es transportado hasta el consumidor, principalmente mediante dos mecanismos: sistema de tuberías (metano directo) instaladas en escasas zonas de algunas de las importantes ciudades del país, y recipientes a presión contenedores de Gases Licuados de Petróleo (GLP) (compuestos principalmente por propano y butano) a través de buques, cisternas, tanques y cilindros o bombonas.

La mayoría de la población venezolana hace uso del GLP para su consumo energético, especialmente para cocinar, lo que incrementa la demanda y la necesidad de producción de este recurso, generando oportunidades para

diversificar la producción de GLP utilizando métodos alternativos de extracción de LGN, con la finalidad apoyar al Sistema Nacional de Procesamiento y Fraccionamiento del Gas Natural que actualmente presenta fallas operativas debido a los altos costos de inversión y mantenimiento requeridos para su funcionamiento.

El procesamiento del GLP en Venezuela se realiza solo en grandes plantas ubicadas en grandes urbes del país, lo que complica su traslado a través del territorio nacional haciéndolo complejo y lento, en especial para las zonas rurales donde existen yacimientos con producción de gas.

Por otra parte, existe una importante cantidad de gas natural asociado a yacimientos de petróleo, que está siendo desaprovechado al ser emitido a la atmósfera a través de la quema y venteo, por falta de instalaciones de recolección o por fallas en los sistemas operativos. Esto representa una pérdida considerable de recursos energéticos necesarios para la nación, así como la emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

Ante esta problemática se presenta la oportunidad para la aplicación de nuevas tecnologías modulares, que permitan el aprovechamiento de este recurso natural de manera más eficiente, las cuales pueden ser aplicadas localmente sin involucrar al sistema de procesamiento y fraccionamiento de gas, por el contrario generando un sistema de aplicación dinámico y simple que requiera un menor costo de inversión y permita la comercialización y distribución local en menor tiempo.

I.2 Objetivos

I.2.1 Objetivo General

Evaluar el aprovechamiento de los Líquidos del Gas Natural asociados al gas de venteo utilizando una nueva tecnología para la producción y distribución de gas licuado de petróleo en poblaciones no atendidas de Venezuela.

I.2.2 Objetivos Específicos

- (a) Realizar una investigación de las tecnologías de extracción de Líquidos del Gas Natural y fraccionamiento del Gas Licuado de Petróleo a pequeña, mediana y gran escala.
- (b) Seleccionar de un campo venezolano, una localización con una alta cantidad de gas de venteo a nivel de boca de pozo que además no esté conectado al sistema nacional de transporte y fraccionamiento del gas natural.
- (c) Seleccionar una tecnología modular de recuperación de LGN y fraccionamiento de gas natural para la producción de GLP.
- (d) Modelar un esquema de proceso de estabilización/fraccionamiento para la producción de GLP en sitio, empleando la tecnología óptima seleccionada.
- (e) Definir propuestas para el transporte del GLP producido a plantas de llenado de Gas Comunal S.A, así como la distribución eficiente del GLP producido y el uso racional para los productos residuales del procesamiento.

I.2 Alcance

El estudio se realizó evaluando tecnologías disponibles en el mercado internacional, que más se adaptan a las características de campos petroleros venezolanos con producción de gas de venteo y quema. Los campos venezolanos a ser evaluados son aledaños a poblaciones con déficit de suministro de GLP y con disponibilidad de plantas de llenado cercanas para la distribución industrial o doméstica.

I.3 Limitaciones

Para la realización de esta investigación no se disponía de todos los datos de las características del gas, por lo tanto la selección de la localización queda sujeta a poseer esta información. Por otra parte, la localización que se seleccionó, no está conectada al sistema nacional de procesamiento y fraccionamiento del gas, debido a que el problema de venteo puede estar ubicado en una localización que si este conectada al sistema nacional de procesamiento y fraccionamiento del gas, y puede estar sujeto a problemas operacionales en el sistema de producción, lo que puede ser solventado mediante una inversión en la infraestructura.

Con respecto a la evaluación tecnológica, se obtuvo información limitada sobre cada marca evaluada por lo que hubo que limitar la investigación a un análisis técnico del tipo académico, sin considerar aspectos económicos cuantitativos propios de un plan de negocios o proyecto de licitación para la aplicación.

I.4 Justificación

Venezuela tiene actualmente un grave problema en el suministro nacional de gas natural, gran parte de la población no tiene acceso a esta fuente de energía para consumo tanto industrial como doméstico. Esto se debe a que la distribución se hace a través de tuberías (gas metano) cuya instalación requiere alta inversión y actualmente es escasa, o a través de recipientes a presión contenedores de GLP (propano y butano en su mayoría). Actualmente la demanda energética ha crecido tanto que se ha tenido que suplir el mercado con la opción más sencilla pero no más económica que es el GLP, forzando al sistema nacional al procesamiento de

este recurso por encima de su límite de producción y generando un déficit en la producción.

Es por esto que se requiere aplicar tecnologías de aplicación local, para agilizar el proceso productivo del GLP y facilitar su proceso de distribución con la finalidad de descongestionar el sistema nacional de fraccionamiento y distribución.

CAPÍTULO II

MARCO REFERENCIAL

Con la finalidad de facilitar la comprensión de la información presentada en este Trabajo Especial de Grado, se plantaron los aspectos teóricos y tópicos referentes al gas natural, procesamiento y fraccionamiento hasta la producción de Gases Licuados de Petróleo (GLP).

II.1 Antecedentes

De acuerdo con la investigación de Morillo (2004), la entrada en operación de un sistema de recuperación de GLP en una planta existente de transmisión de gas asociado, tiene como objetivo fundamental recuperar este recurso para satisfacer la demanda del mercado nacional. Para esta investigación la autora comparó el funcionamiento de 3 tecnologías de extracción de líquidos de una corriente de 30MMPCS/D, las cuales: fueron refrigeración por expansión de válvula Joule Thomson, proceso de refrigeración mecánica con ciclo externo y proceso de refrigeración por expansión con turbina. Para todos los procesos se obtuvo un recobro de gas licuado de petróleo de 80% con concentraciones máximas de propano de 0,35 molar. De las tres tecnologías evaluadas por Morillo, la que mayor cantidad de GLP produjo fue la expansión con turbina, obteniendo una cantidad de 2320 BBL/D de GLP. Sin embargo la tecnología seleccionada como óptima fue la extracción por refrigeración mecánica, esta resultó ser la que requería menos potencia, era más factible técnicamente y su recuperación de GLP fue de 2296 BBL/D con una alta concentración en propano.

En otro sentido Duerto O M. J. (2009) en su trabajo especial de grado, realizó la evaluación del sistema estabilizador de los trenes de proceso de la Planta de Estabilización San Joaquín, en donde procedió recopilando información de todas las variables del sistema de estabilización para luego analizar el proceso haciendo uso del simulador de procesos, ASPEN HYSYS versión 3.2. A partir de éste modelaje, la autora pudo realizar modificaciones en las condiciones de

alimentación en el flujo proveniente del separador de entrada como en el separador de salida así como también en la válvula Joule Thompson. De acuerdo con las modificaciones realizadas para el estudio se obtuvo como conclusión que a temperaturas mayores a 120 °F y presiones superiores a 1231,3 psig, no se logra la relación etano-propano requerida para cumplir con los parámetros de calidad de líquidos de gas natural (LGN) exigidos por la gerencia de fraccionamiento del área de estudio.

Con respecto al ámbito legal y ambiental en materia de quema y venteo de gas, Fuenmayor (2012) plantea en su trabajo de investigación que los decretos 638 y 883 suscritos en Venezuela en el año 1995, son los que establecen las normas para el mejoramiento de la calidad del aire y la prevención y control de la contaminación atmosférica así como el control de calidad de los cuerpos de agua y vertidos o afluentes líquidos. En función de eso PDVSA realiza un en el año 1998 titulado “Adecuación ambiental E&P producción occidente”, a través del cual revisa el marco legal existente a fin de realizar un plan de adecuación de operaciones e instalaciones de producción. Con este motivo Fuenmayor (2012) procede a realizar el diseño de la ingeniería conceptual para adecuar la estación de flujo MX-94.1 con la finalidad de eliminar las emisiones de gas natural y líquidos de gas natural hacia el ambiente y adecuar el sistema a los parámetros establecidos por PDVSA. El diseño de la ingeniería conceptual fue realizado haciendo uso de la herramienta de modelaje HYSYS versión 3.2, obteniendo como resultado una propuesta de diseño de un sistema de recolección de gas conectado a cada una de las válvulas de alivio de presión existentes en la instalación y llevarlos hasta un recuperador de líquido existente, con la finalidad de recuperar 1.964 BPD de líquidos y transferir 473.900 lbs/hr de gas natural hacia un sistema seguro y confiable de quema de gas en caso de presentarse un escenario crítico al ser disparadas todas las válvulas de alivio del sistema al mismo momento.

II.2 Área de Estudio

La investigación se realizó para un área de estudio ubicada en la República Bolivariana de Venezuela, país con una cuantiosa reserva de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

“La República cuenta con reservas probadas de gas natural que ascienden a 201.349 MMMPC (34.715 MMBPE) al cierre de diciembre 2015, de los cuales 64.916 MMMPC (11.192 MMBPE) están asociados a la FPO Hugo Chávez, razón por la cual se confirma que las arenas existentes allí no son bituminosas sino petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural, 36.452 MMMPC (6.285 MMBPE) están asociadas a crudo extrapesado presente en la cuenca Oriental. Las reservas de gas natural de Venezuela son, en su mayoría, de gas asociado, el cual se produce conjuntamente con el crudo y una alta proporción de estas reservas probadas, son desarrolladas”. (PDVSA, 2016)

De acuerdo con lo previamente indicado Venezuela, en comparación con otros países Venezuela tiene la 6ta mayor reserva de gas natural del mundo para el año 2013, de acuerdo con el informe estadístico anual de la OPEP. Esto indica el gran potencial gasífero de la nación y representa una gran oportunidad para desarrollo energético del país, para Sudamérica y el Caribe.

La ubicación de las fuentes (cuencas) de hidrocarburos se encuentra distribuida en 4 grandes zonas a lo largo del país, de acuerdo con lo observado en la figura n° 1.



Figura n° 1. Distribución Geográfica de Cuencas de Reservas Probadas de Gas Natural en Venezuela. (Zorrilla, 2014)

A continuación, se muestra la distribución de las reservas de gas natural por cada cuenca, con la finalidad de señalar la cuenca con mayor cantidad de recursos, pues de esto dependerá su importancia para el estudio.

Tabla n° 1. Reservas y Producción de crudo de la República Bolivariana de Venezuela

TABLA • RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE CRUDO DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

Cuenca	Probadas	Probadas desarrolladas	Producción 2016	Relación reservas probadas / producción
	MMBpe		(MBDpe)	(años)
Gas natural				
Maracaibo-Falcón	8.274	1.547	163	139
Barinas-Apure	131	14	6	58
Oriental ¹	24.064	5.222	782	84
Carúpano	2.479	-	-	-
Total gas natural	34.948	6.783	951	100

¹Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO Hugo Chávez, estimadas en 11.610 MMBpe al 31 de diciembre de 2016.

Fuente: (PDVSA, 2016)

En la tabla n° 1 se puede apreciar que la cuenca oriental posee la mayor cantidad de gas natural en el país, con 24.064 Millones de Barriles de Petróleo Equivalentes (MMBPE) posicionándola como la más importante en la nación y también la segunda cuenca más desarrollada a nivel productivo. Es importante destacar que dentro de la Cuenca Oriental se considera la Faja Petrolífera del

Orinoco (FPO) con aproximadamente el 50 % de reservas de la cuenca (11.610 MMBPE) (PDVSA, 2016).

Se selecciona la cuenca oriental para realizar la investigación por su importancia de acuerdo con lo previamente expuesto, y dentro de ésta área se destaca especialmente la FPO por la abundante cantidad de gas natural que dispone, así como también la falta de desarrollo en procesamiento de gas natural para su aprovechamiento por ser un proyecto relativamente nuevo y enfocado principalmente en la producción de petróleo.

Es importante acotar que el gas natural disponible en la FPO en su mayoría es del tipo asociado, por lo que está bajo la jurisdicción de PDVSA petróleo, Exploración y Producción (EyP). Para el año 2016 se tenían 278 MMPCS/D en producción de la faja asignada a PDVSA Gas y 418 MMPCS/D en producción asignada a EyP la cual es producción de gas asociado al petróleo, esto puede apreciarse en la tabla n° 2.

Tabla n° 2. Producción y disponibilidad de gas natural (MMPCS/D)

TABLA • PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL (MMPCD)

Producción y disponibilidad de gas natural	Volumen (MMPCD)
Anaco	688
Occidente	4
PDVSA Gas	692
Oriente	4.976
Occidente	355
Faja	278
PDVSA Petróleo (EyP)	5.609
Oriente	70
Costa Afuera	44
Occidente	221
Faja	418
Nuevos Desarrollos	12

Fuente: (PDVSA, 2016)

II.2.1 Faja Petrolífera del Orinoco

De acuerdo con el informe de gestión anual de PDVSA (2016), la FPO fue descubierta en el año 1936, tiene una extensión de 55.314 Km² ubicándose al norte del río Orinoco en el oriente venezolano. Abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. La FPO forma parte de la Cuenca Oriental, y posee reservas que ascienden a 272.252 MMBBL de crudo.

Su exploración comenzó con el primer pozo, Canoa-1, en 1935, hasta que se llegó al pozo descubridor, el Zuata-1, en 1938. Pero su explotación se inició en 1961, con los campos Morichal y Jobo. La FPO se encuentra dividida en 4 campos: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. Éstos, a su vez divididos en bloques. A continuación en la figura N° 2 se muestran los bloques que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco.

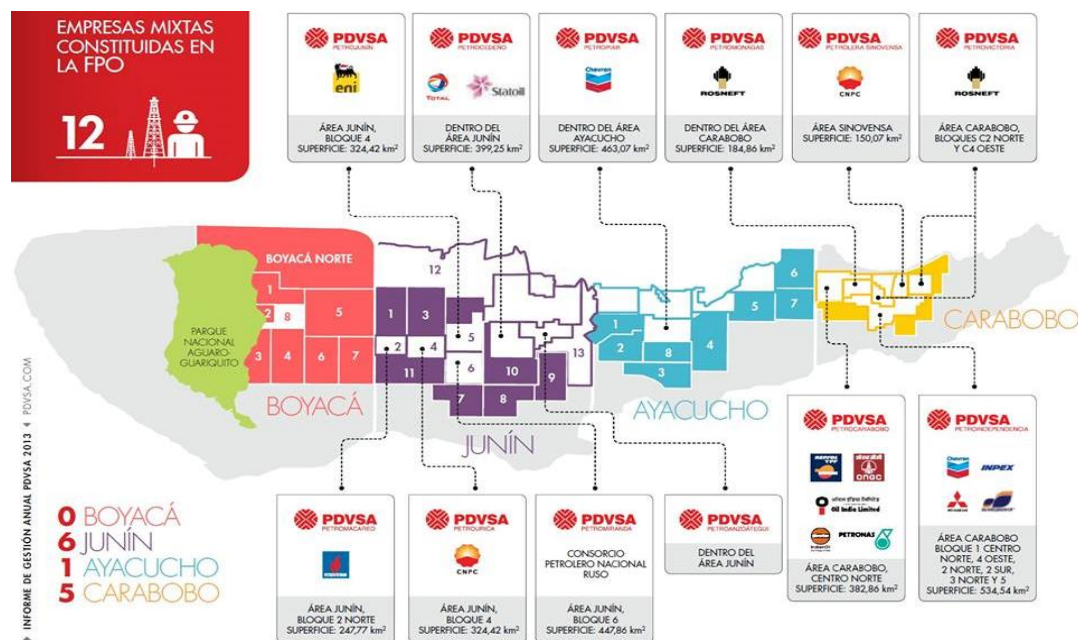


Figura n° 2. Bloques Faja Petrolífera del Orinoco. (PDVSA, 2016).

De acuerdo con el informe de gestión anual de PDVSA (2016), la producción de la FPO es la mayor contribución en la producción de crudo y líquidos de gas

natural (LGN) en Venezuela. Las cifras de producción nacional se observan en la Tabla n° 3 a continuación.

Tabla n° 3. Producción Fiscalizada de crudo y LGN para el período terminado al 31 de diciembre de 2016 en miles de barriles por día (MBD)

Producción	2016	2015	2014	2013	2012
Dirección Ejecutiva de Producción Oriente	652	781	846	941	1.032
Gestión propia	640	767	829	882	971
Empresas mixtas	12	14	17	59	61
Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera	43	35	38	-	-
Empresas mixtas	43	35	38	-	-
Dirección Ejecutiva de Producción Occidente	585	707	750	776	799
Gestión propia	271	365	452	484	533
Empresas mixtas	314	342	298	292	266
Dirección Ejecutiva de Producción Faja	1.196	1.265	1.229	1.274	1.174
Gestión propia	493	503	447	495	417
Empresas mixtas	703	762	782	779	757
Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos FPO	81	55	17	-	-
Empresas mixtas	81	55	17	-	-
PDVSA Gas	14	20	19	24	29
Total producción nación	2.571	2.863	2.899	3.015	3.034

Fuente: (PDVSA, 2016)

De acuerdo con lo previamente planteado, la FPO es el más importante desarrollo productivo en el territorio venezolano, y por ser un proyecto relativamente nuevo y continuo en desarrollo, se posiciona como una región atractiva y prospectiva para la inversión y aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de hidrocarburos gaseosos.

En materia del gas natural la FPO posee pocos desarrollos. Solo unos pocos campos están conectados al sistema productivo nacional, por lo tanto el gas natural actualmente no está siendo aprovechado y aún no se planea incluir estos campos al sistema nacional de producción, procesamiento y fraccionamiento para su posterior distribución y fraccionamiento.

Actualmente las empresas que se encuentran desarrollando proyectos en los bloques de la faja se muestran a continuación en la Tabla n° 4

Tabla n° 4. Empresas Mixtas Constituidas Hasta 2016

Dirección Faja	Empresa mixta	Fecha de constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación socio	Accionista minoritario	País
División Junín	Petrolera Indovenezolana, S.A.	08/04/08	60,00	40,00	ONGC	India
	Petrocedefeo, S.A.	11/12/07	60,00	30,32	TOTAL	Francia
				9,68	Statoil	Noruega
	Petro San Felix, S.A.	25/03/96	100,00	-	-	-
	Petromiranda, S.A.	20/04/10	60,00	40,00	Consorcio Nacional Petrolero	Rusia
	Petromacareo, S.A.	17/09/10	60,00	40,00	Petrovietnam	Vietnam
	Petrourica, S.A.	14/12/10	60,00	40,00	CNPC	China
División Carabobo	Petrojunín, S.A.	14/12/10	60,00	40,00	ENI	Italia
	Petrodelta, S.A.	03/10/07	60,00	40,00	DP Delta Finance B. V.	EE.UU.
	Petrolera Sinovensa, S.A.	01/02/08	60,00	40,00	CNPC	China
	Petromonagas, S.A.	21/02/08	60,00	40,00	Rosneft Energy GMBH	Rusia
		25/06/10	71,00	11,00	REPSOL Exploración, S.A.	España
				11,00	Petrocarabobo Ganga	Países Bajos
	Petrocarabobo, S.A.			7,00	Indoil Netherlands B.V.	Países Bajos
		25/06/10	60,00	34,00	Chevron	EE.UU.
				5,00	JCU	Reino Unido
	Petroindependencia, S.A.			1,00	Suelopetrol	Venezuela
División Ayacucho	Petrovictoria, S.A.	14/11/13	60,00	40,00	Rosneft	Rusia
	Petrokariña, S.A.	31/08/06	60,00	29,20	PETROBRAS	Brasil
				10,80	Inversora Mata	Venezuela
	Petroven-Bras, S.A.	04/09/06	60,00	29,20	PETROBRAS	Brasil
				10,80	Coroil	Venezuela
	Petroritupano, S.A.	04/09/06	60,00	22,00	PETROBRAS	Brasil
				18,00	VENEZUELA US	EE.UU.
	Petronado, S.A.	15/09/06	60,00	26,00	CGC	Argentina
				8,36	Petroamazonas EP	Ecuador
				5,64	KNOC	Korea
	Petrocuragua, S.A.	18/10/06	60,00	12,00	OPEN	Venezuela
				28,00	CIP	Venezuela
	Petrozumano, S.A.	06/11/07	60,00	40,00	CNPC	China
		28/11/06	60,00	22,67	INEMAKA	Venezuela
	Petrolera Kaki, S.A.			17,33	Inversiones Polar S.A.	Venezuela
	Petrolera Vencupet	03/12/10	100,00	-	-	-
	Petrolera Sino-Venezolana, S.A. (Caracoles)	28/11/06	75,00	25,00	CNPC	China
	Petrolera Bielovenezolana, S.A. (Guara Este)	14/12/07	60,00	40,00	UEPB	Bielorusia
	Petropiar, S.A.	19/12/07	70,00	30,00	Chevron	EE.UU.
	Petrolera Venangocupet, S.A.	26/11/12	60,00	20,00	Comercial Cupet, S.A.	Cuba
				20,00	Sonangol Pesquisa & Producao, S.A.	Angola
División Boyacá	Petroguárico, S.A.	25/10/06	70,00	30,00	Teikoku	Japón

Fuente: (PDVSA, 2016)

II.3 Marco Teórico

II.3.1 Gas Natural

De acuerdo lo indicado por Ecopetrol (2014), el gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos, considerado una de las fuentes primarias de energía del mundo. Ésta mezcla está compuesta, en su mayoría por metano y etano, con una menor proporción de propano, butano, pentano e hidrocarburos más pesados.

En este mismo sentido, Ecopetrol (2014) señala que según la cantidad de hidrocarburos de orden superior al metano, se considera la riqueza del gas natural. Un alto contenido de compuestos superiores al metano caracteriza un gas rico, mientras que un bajo contenido de éstos representa un gas pobre.

El gas natural presenta impurezas o contaminantes que generalmente representan un inconveniente para su tratamiento, los principales contaminantes son: vapor de agua, dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, helio, entre otros.

Composición del Gas Natural

Aunque en su mayoría está compuesto de metano (CH_4), contiene hidrocarburos como etano, propano, butano, pentano, hexano junto con gases inertes considerandos contaminantes como el nitrógeno y dióxido de carbono. (Ghosh & Prelas, 2009).

La composición típica del gas natural se puede observar a continuación en la tabla n° 5.

Tabla n° 5. Composición típica del gas natural.

Component	Typical analysis (mol%)	Range (mol%)
Methane	94.9	87.0–96.0
Ethane	2.5	1.8–5.1
Propane	0.2	0.1–1.5
iso-Butane	0.03	0.01–0.3
Normal-butane	0.03	0.01–0.3
iso-Pentane	0.01	Trace–0.14
Normal-pentane	0.01	Trace–0.04
Hexanes plus	0.01	Trace–0.06
Nitrogen	1.6	1.3–5.6
Carbon dioxide	0.7	0.1–1.0
Oxygen	0.02	0.01–0.1
Hydrogen	Trace	Trace – 0.02
Hydrogen sulfide	Trace	0–5%
Nitrogen	Trace	0–5%
Rare gases, Ar, He, Ne, Xe	Trace	
Specific gravity	0.585	0.57–0.62
Gross heating value (MJ/m ³), dry basis*	37.8	36.0–40.2

Fuente: (Ghosh & Prelas, 2009)

De acuerdo a su composición, puede haber distintos tipos de gas:

- **Gas Rico:** Gas natural que contiene hidrocarburos más pesados que el metano. Su contenido líquido agrega un valor económico importante a los desarrollos que contienen este tipo de líquido.
- **Gas Pobre:** Gas natural que contiene pocos hidrocarburos líquidos licuados o no los contiene.
- **Gas Seco:** Gas cuyo contenido de agua es poco, o ha sido reducido por un proceso de deshidratación.
- **Gas Húmedo:** Un gas que contiene agua, o un gas que no ha sido deshidratado.
- **Gas Agrio:** Gas que contiene cantidades indeseables de Sulfuro de Hidrógeno, Mercaptanos, y/o Dióxido de Carbono.
- **Gas Dulce:** Gas que no posee más del máximo contenido de H₂S y/o CO₂ definido por la especificación para el gas a ventas desde una planta.

Origen del Gas Natural

Según lo expuesto por Ghosh & Prelas (2009), existen varias teorías que explican la formación del gas natural debajo de la tierra. Estas teorías pueden ser clasificadas en tres categorías mostradas a continuación:

- **Metano Termogénico:** Es la teoría más ampliamente aceptada; de acuerdo con este proceso, la materia orgánica comprimida a altas presiones y temperaturas durante un largo tiempo, generan la formación de petróleo junto con el cual se encuentra el gas. La cantidad de gas depende de la temperatura, a bajas temperaturas y poca profundidad se produce más petróleo en relación al gas, mientras que a mayor temperatura y profundidad se genera más cantidad de gas natural.
- **Metano Biogénico:** Consiste en la transformación de la materia orgánica bajo la acción de microorganismos.
- **Metano Abiogénico:** La tercera teoría explica un proceso químico, en el cual reaccionan, bajo ciertas condiciones, las moléculas de carbono e hidrogeno ubicadas en la profundidad de la corteza terrestre.

Propiedades del Gas Natural

De acuerdo a lo expuesto por Ochoa M & Alvarado P (2011), las propiedades a tener en consideración para caracterizar un gas natural o el procesamiento de éste son las siguientes:

- **Densidad:** Cantidad de masa que puede contener un determinado volumen de una sustancia a presión y temperatura dada.
- **Poder Calorífico:** Capacidad que tiene una cantidad de masa o materia de entregar energía al producirse una reacción química de oxidación. Para el caso del Gas Natural es aproximadamente 1000 BTU por cada pie cúbico mientras que el GLP posee un poder calorífico entre 20844 – 21330 BTU/LB. (Colfecar. Estudios Económicos, 2014)

- **Gravedad Específica:** Relación de la densidad de una sustancia con respecto a otra medida referencial, generalmente agua para sustancias líquidas y aire para sustancias gaseosas.
- **Compresibilidad del Gas:** es la capacidad de una sustancia gaseosa de modificar su volumen al ser aplicados cambios de presión o temperatura para este cambio de propiedades se utiliza la ley de gases ideales como modelo para los cálculos. De acuerdo con la ley de gases ideales es la relación entre volumen de un gas a presión y temperatura determinadas y el volumen del mismo a las mismas condiciones cuando se calcula por la ley de gas ideal.
- **Punto de Rocío del agua:** Es la temperatura más baja por encima de la cual no ocurre condensación a una presión y nivel de humedad determinados.
- **Punto de Rocío del Hidrocarburo:** Temperatura más baja por encima de la cual no ocurre condensación del hidrocarburo a una presión y calidad determinadas.
- **Nivel de Humedad:** Cantidad de vapor de agua que se encuentra presente en el gas y se mide como peso del agua (libras) contenido en un volumen de gas (en millones de pies cúbicos).
- **Nivel de Riqueza (GPM C₃+):** Es el contenido de líquido de un gas, es decir la cantidad de propano y componentes más pesados que se puedan obtener de un determinado volumen de gas, este contenido se expresa en galones por mil pies cúbicos.
Esta medida representa la cantidad de galones de líquido que se pueden extraer de cada mil pies cúbicos de gas natural. Mientras mayor sea el GPM la riqueza es mayor, lo que representa un valor mayor del recurso.
- **Nivel de Acidez:** Generalmente determinada por el sulfuro de hidrógeno, el cual es el principal causante de acidez en el gas natural, este compuesto es altamente peligroso. Otro componente responsable de la acidez del ácido es el dióxido de carbono, a pesar de no ser tan tóxico como el

sulfuro de hidrógeno, no contribuye en el proceso de combustión por lo que debe ser removido. El nivel de acidez se determina como la concentración de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno presentes en el gas.

II.3.2 Fuentes de Gas Natural

De acuerdo con Ochoa M & Alvarado P (2011), el gas natural proviene de estructuras geológicas subterráneas, mejor conocidas como yacimientos, que se pueden clasificar en:

- **Yacimientos de Petróleo:** En estos yacimientos el producto principal es el petróleo y el gas es un subproducto (gas asociado).
- **Yacimientos de Gas Libre:** En este caso el producto principal es el gas. Para los yacimientos de gas libre, el hidrocarburo se encuentra en estado gaseoso tanto en el subsuelo como en superficie, mientras que en el caso de yacimientos de gas condensado, el hidrocarburo posee componentes más pesados que se encuentran en estado líquido en el yacimiento y en superficie en estado gaseoso (gas no asociado).

En el caso de Venezuela existen, en su mayoría yacimientos de gas asociado, sin embargo existen grandes campos que poseen yacimientos de gas no asociado los cuales se describen a continuación de acuerdo a la cuenca a la cual pertenecen. En la figura n° 3 se muestra la infraestructura de transporte y distribución del gas natural en Venezuela, en función de las áreas de producción de gas no asociado.

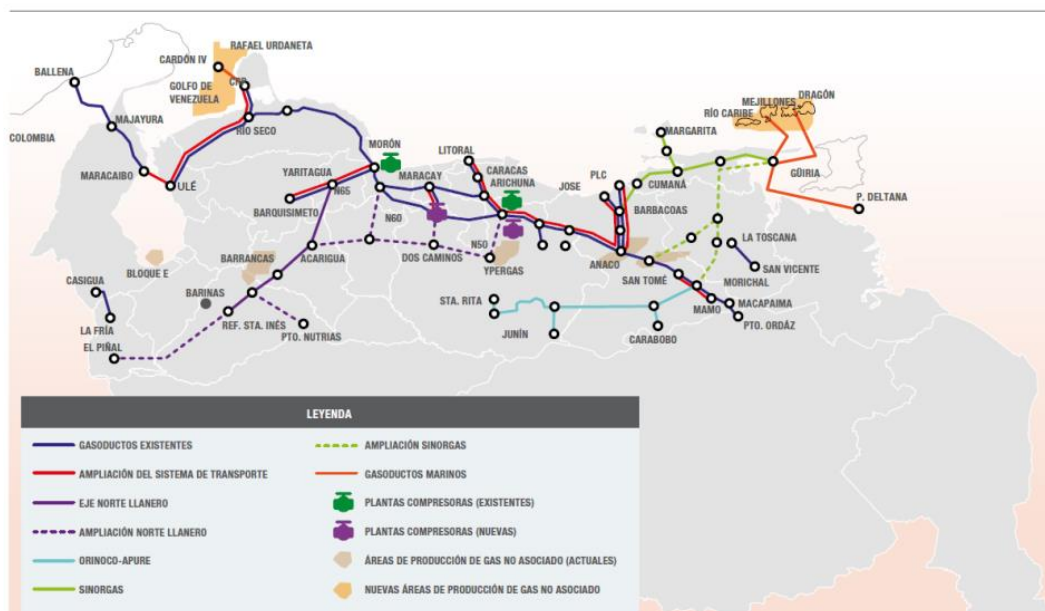


Figura n° 3. Infraestructura de Transporte y Distribución de Gas (PDVSA, 2016)

Cuenca Maracaibo- Falcón: Existen dos campos de gas no asociado en esta cuenca, el Bloque E ubicado al sur del Lago de Maracaibo y el principal de esta cuenca es el Bloque Cardón IV ubicado en el golfo de Venezuela, al norte del estado Falcón el cual según ENI (2018) tiene como principal campo Perla, en el cual tienen uno de los desarrollos de producción gasífera más importantes del país (PDVSA, 2016) .

Cuenca Barinas-Apure: El potencial gasífero de esta cuenca es muy limitado, sin embargo poseen un pequeño bloque llamado Barrancas, asignado a Repsol y YPF ubicado entre el estado Barinas, Portuguesa y una pequeña parte de Trujillo; los campos más prospectivos de este bloque son Guaramacal y Sipororo (Martínez, 2004)

Cuenca Oriental: De acuerdo con lo que se puede observar en la figura n° 2 existen tres bloques de producción de gas no asociado en la Cuenca Oriental, el principal es el Bloque Anaco, mejor conocido como el corazón gasífero de Venezuela por ser el más importante productor de gas del país. El otro importante es el Bloque San Tomé y por ultimo un pequeño desarrollo asignado a Ypergas el

cual contiene al campo Yucal Placer de acuerdo con lo indicado por Martínez, a través de la Asociación Venezolana de Procesadores de Gas en el año 2004 (PDVSA, 2016).

Cuenca de Margarita: En esta cuenca se encuentra ubicada una de las mayores cantidades de gas no asociado del país, en proceso de desarrollo mediante el proyecto Gran Mariscal de Ayacucho, distribuido en 4 Bloques: Río Caribe, Patao, Mejillones y Dragón (PDVSA, 2016).

La Plataforma Deltana es otro yacimiento importante de gas a ser desarrollado cuya importancia estratégica es considerable. Una parte del mismo es compartido con Trinidad y Tobago, país en el cual hay un avanzado desarrollo en procesamiento y comercialización de gas natural (PDVSA, 2016).

II.3.3. Procesamiento del Gas Natural

Según Ghosh (2009), el gas natural dispuesto para su entrega al consumidor debe cumplir con ciertas especificaciones para que la red de tuberías funcione correctamente. Por lo tanto el gas natural producido en la boca del pozo, que contiene varios contaminantes y líquidos de gas natural, debe procesarse antes de entregarlo a las tuberías de alta presión y larga distancia. Si el gas natural no cumple con estas especificaciones pueden ocurrir varios problemas operativos, tales como el deterioro o incluso la ruptura de la tubería. En la tabla n° 5 se muestra la composición típica del gas natural antes de su procesamiento.

Tabla n° 5. Composición Típica del Gas Natural antes de su Procesamiento

Component	Chemical formula	Volume (%)
Methane	CH ₄	>85
Ethane	C ₂ H ₆	3-8
Propane	C ₃ H ₈	1-2
Butane	C ₄ H ₁₀	<1
Pentane	C ₅ H ₁₂	<1
Carbon dioxide	CO ₂	1-2
Hydrogen sulfide	H ₂ S	<1
Nitrogen	N ₂	1-5
Helium	He	<0.5

Fuente: (Ghosh & Prelas, 2009)

Los diversos pasos de procesamiento antes de entregar el gas natural en la tubería se muestran en la figura n° 4. Algunos de estos pasos pueden ser opcionales dependiendo de la composición y propiedades del gas en el cabezal de pozo.

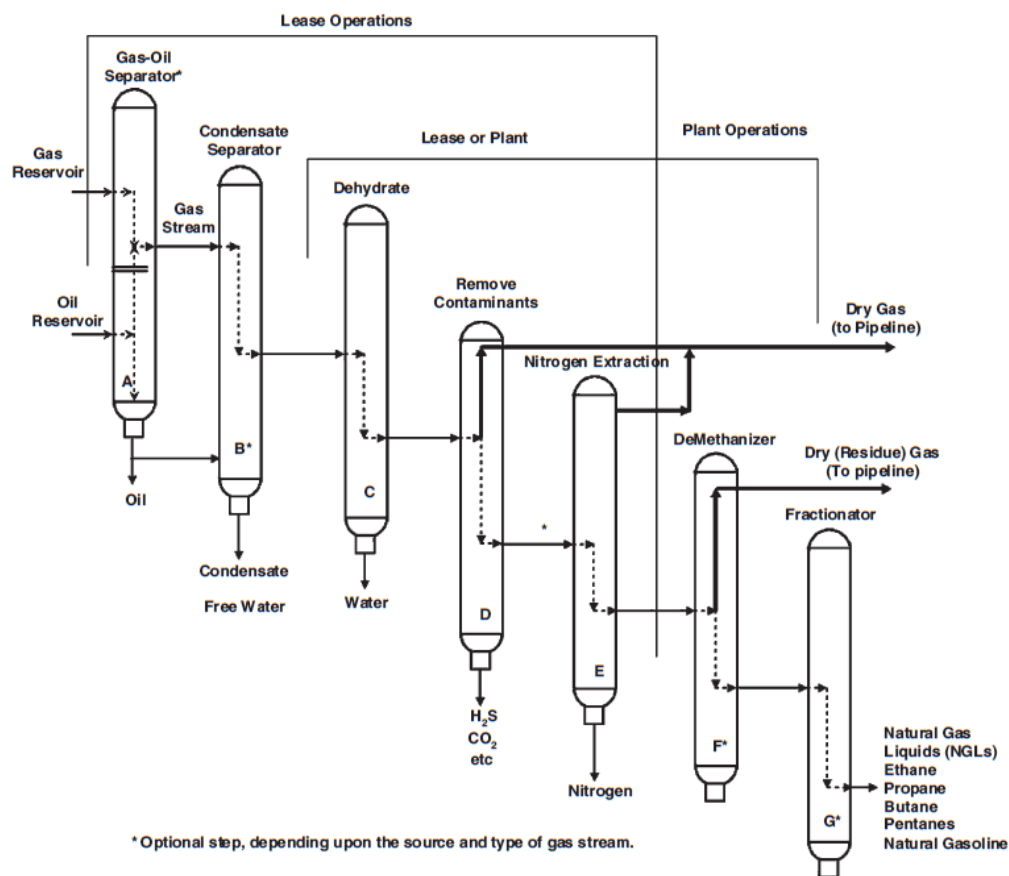


Figura n° 4. Típica Planta de Procesamiento Gas Natural. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

El sistema de procesamiento de gas natural se puede dividir en ocho secciones principales (Ghosh & Prelas, 2009):

1. Separación gas-petróleo.
2. Remoción de petróleo y condensado.
3. Deshidratación.
4. Tratamiento del gas natural (extracción de gases ácidos y contaminantes).
5. Extracción de los Líquidos del Gas Natural (LGN)
6. Fraccionamiento de los Líquidos del Gas Natural (LGN)

7. Compresión
8. Transporte

1. Separación Gas-Petróleo

Este proceso se lleva a cabo cuando la extracción del gas natural proviene de una fuente asociada al petróleo. La reducción de presión en el cabezal de pozo es generalmente suficiente para separar el gas del petróleo usando un tanque cerrado convencional. El gas se separa de los hidrocarburos líquidos debido a la diferencia en la gravedad específica. Sin embargo, en algunos casos se necesita un proceso de separación de gas y petróleo de etapas múltiples para separar la corriente de gas del crudo, mediante el uso de separadores. Estos separadores de gas-petróleo comúnmente son estructuras cilíndricas cerradas, montadas horizontalmente con entrada en un extremo, una salida en la parte superior para separar el gas y una salida en la parte inferior para extraer el petróleo. La separación se logra calentando y enfriando alternativamente mediante la compresión de la corriente de flujo a través de múltiples pasos (Ghosh & Prelas, 2009). El diseño de un separador horizontal se muestra en la figura n° 5.

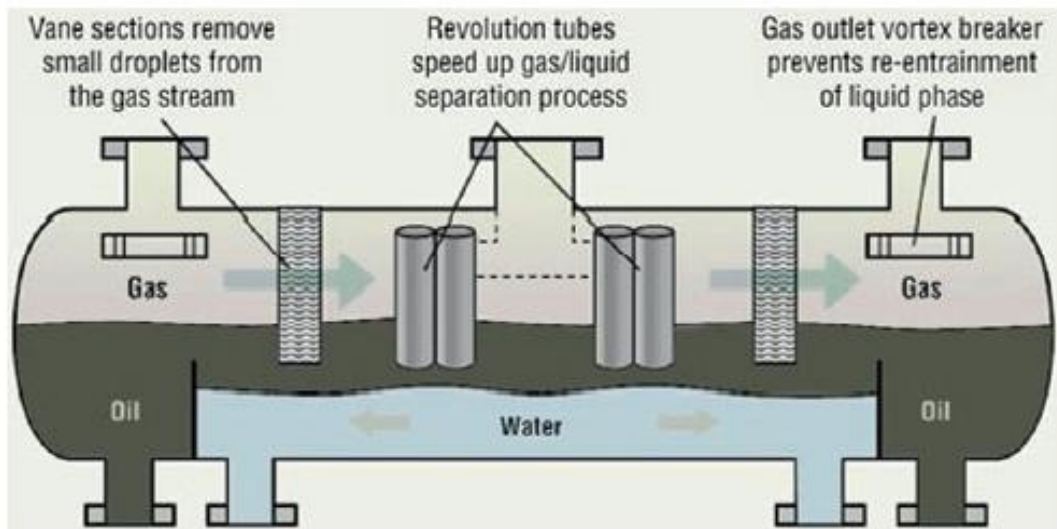


Figura n° 5. Esquema típico de un Separador Horizontal (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

2. Remoción de Petróleo y Condensado

Los líquidos condensados a partir del gas natural se eliminan de la corriente de gas proveniente del cabezal de pozo mediante el uso de separadores mecánicos. La corriente puede alimentarse directamente al separador desde la boca del pozo, si el proceso de separación gas-petróleo no es necesario. Un separador de baja temperatura (Low Temperature System, LTS, por su sigla en inglés) se usa con mayor frecuencia para pozos que producen gas a alta presión junto con petróleo crudo ligero o condensado. Estos separadores usan diferenciales de presión para enfriar el gas natural húmedo y separar el aceite y el condensado. El gas entra en la planta de procesamiento a alta presión (mayor o igual a 600 psig), a través de un colector de tapones de entrada donde se extrae agua libre del gas, después de lo cual se dirige a un separador de condensado. El condensado extraído se dirige a los tanques de almacenamiento en el sitio. La corriente de gas se expande rápidamente a través de una válvula de estrangulación, lo que resulta en una disminución de la temperatura. A medida que el gas se enfría, los líquidos presentes en la corriente se condensan fuera de la corriente. A menudo, después de la eliminación del líquido, el gas seco fluye de regreso a través del intercambiador de calor y es calentado por el gas húmedo entrante (Ghosh & Prelas, 2009). En la figura n° 6 se muestra un diagrama esquemático de un separador de baja temperatura.

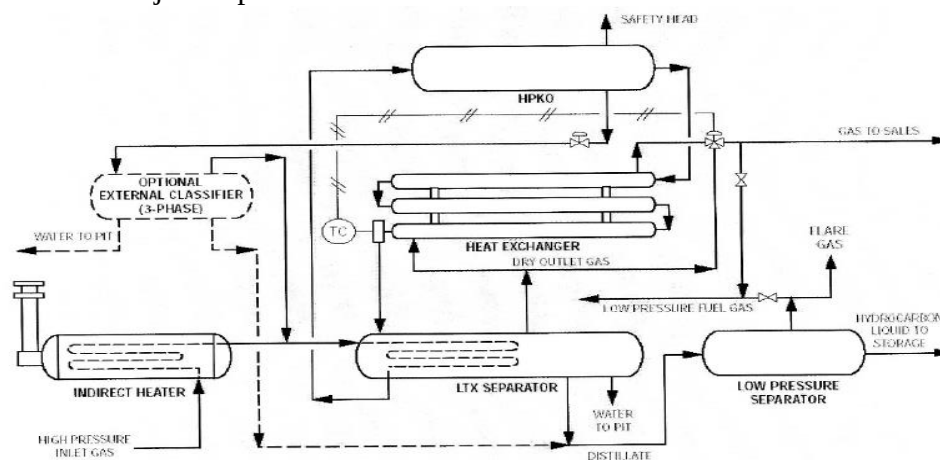


Figura n° 6. Sistema de recuperación de hidrocarburos líquidos mediante un separador de baja temperatura. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

3. Deshidratación

El proceso de deshidratación se utiliza principalmente para eliminar el vapor de agua de las corrientes de gas, lo que puede causar la formación de hidratos. Los hidratos son partículas sólidas que pueden causar una serie de problemas durante el flujo a través de las tuberías, incluyendo el bloqueo y el daño a las bombas que elevan la presión. Bajo cierta temperatura y presión, el metano y otros alcanos en la corriente de gas pueden formar hidratos si hay agua libre en la corriente de gas. Los dos métodos más comunes que utiliza la industria del gas natural para eliminar el agua libre son: el uso de etilenglicol (absorción por glicol) y la deshidratación mediante un desecante sólido (adsorción) (Ghosh & Prelas, 2009).

- **Deshidratación por Glicol:** El vapor de agua de la corriente de gas natural se elimina al ponerlo en contacto con una corriente de dietilenglicol (DEG) o trietilenglicol (TEG) en un contactor a contracorriente. La corriente de glicol pobre que contiene aproximadamente 99% de glicol se rocía desde la parte superior del contactor, mientras que la corriente de gas se alimenta desde la parte inferior. El agua de la corriente de gas natural húmedo es absorbida por el glicol. El gas seco de la parte superior del contactor se envía a la siguiente unidad de procesamiento. La solución diluida de glicol (llamada corriente de glicol rica) se suministra a otro contactor donde se elimina el vapor de agua calentando la solución mientras se sopla aire seco a través del contactor para generar la solución de glicol a su concentración original. La solución de glicol regenerado se recicla al primer contactor. El diagrama esquemático de un sistema de deshidratación de glicol se muestra en la figura n° 7.

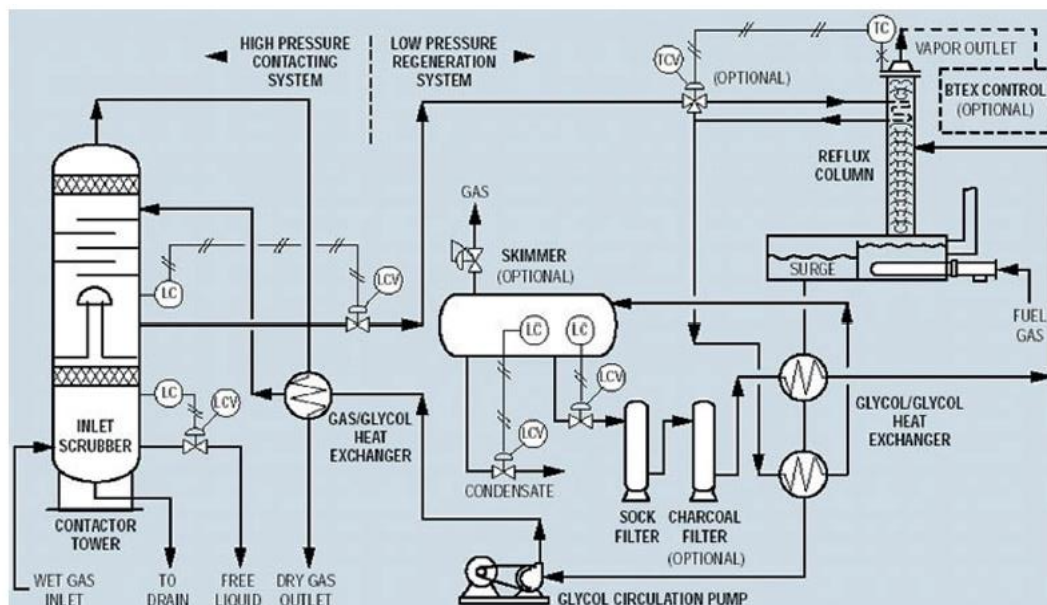


Figura n° 7. Sistema de Deshidratación por Glicol (Ghosh & Prelas, 2009)

- Deshidratación por desecante sólido:** En este proceso, el gas natural pasa a través de una torre, de arriba a abajo, lleno de desecantes sólidos. Los desecantes típicos utilizados en la deshidratación del gas natural incluyen alúmina activada, gel de sílice granular o materiales de tamices moleculares. Los deshidratadores de desecante sólido son generalmente más efectivos que los deshidratadores de glicol, ya que se puede obtener un punto de rocío muy bajo del gas procesado. Estos tipos de sistemas de deshidratación son los más adecuados para manejar grandes volúmenes de gas a muy alta presión. Se pueden usar en una tubería aguas abajo de una estación de compresión. En general, se requieren dos o más lechos desecantes (torres) para una operación continua. Después de un cierto período de tiempo (es decir, después de tratar cierto volumen del gas natural) el lecho se agota. En este punto, el contenido de agua del gas tratado puede no cumplir con la especificación requerida, y la corriente de gas se desvía al segundo lecho. El lecho agotado necesita ser regenerado. Para regenerar el lecho desecante, se pasa un gas caliente, generalmente aire, a través del lecho desecante, eliminando el agua del desecante. Después de la regeneración, la cama se enfría y está lista para su uso. El

diseño esquemático de un sistema basado en tamices moleculares se muestra en la figura n° 8.

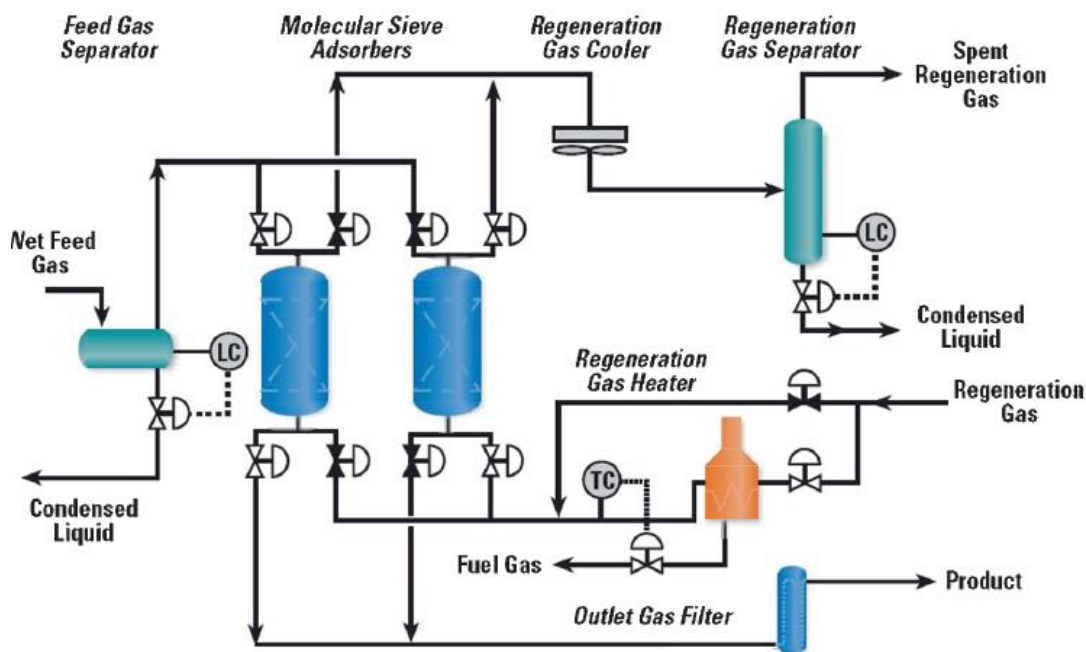


Figura n° 8. Sistema de deshidratación del gas natural usando tamices moleculares. (Ghosh & Prelas, 2009)

4. Tratamiento del Gas Natural

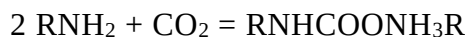
El sulfuro de hidrógeno (H_2S), el dióxido de carbono (CO_2), el vapor de agua, el nitrógeno, el helio y el oxígeno presentes en la corriente de gas natural deben eliminarse antes de enviarse a través de la tubería. En presencia de agua, el CO_2 forma ácido carbónico que es corrosivo. El CO_2 también reduce el poder calorífico del gas y si la concentración de CO_2 es más de 2-3%, el gas no se puede comercializar. El H_2S es un gas extremadamente tóxico que también es muy corrosivo para los equipos. Los procesos de endulzamiento con aminas eliminan estos contaminantes de modo que el gas sea comercializable y adecuado para el transporte (Ghosh & Prelas, 2009).

- **Proceso de Tratamiento con Aminas:** La amina tiene una afinidad natural por el CO_2 y el H_2S , lo que permite que este sea un proceso de

eliminación muy eficiente y efectivo. Se usan varios compuestos de amina para endulzar el gas natural. La endulzamiento del gas natural se refiere a la eliminación de gases ácidos: CO₂ y H₂S. Cada una de las aminas ofrece ventajas claras para problemas de tratamiento específicos. A continuación, se presenta una lista con las aminas más comunes empleadas en la eliminación de gases agrios:

- MEA (monoetanolamina): se utiliza principalmente en aplicaciones de tratamiento de gas natural a baja presión que requieren especificaciones rigurosas de gas de salida.
- MDEA (metildietanolamina): tiene una mayor afinidad por el H₂S que el CO₂, lo que permite cierto "deslizamiento" de CO₂ mientras retiene la capacidad de eliminación de H₂S.
- DEA (dietanolamina): se utiliza para instalaciones de tratamiento de media a alta presión y no requiere recuperación, como se requiere para los sistemas MEA y DGA (diglicolamina).
- Solventes Formulados (Especializados): una variedad de solventes mezclados o especiales están disponibles en el mercado para la eliminación de H₂S y CO₂.

Las reacciones de aminas con H₂S y CO₂ se resumen a continuación:



Dónde: R = mono, di o trietanol

La corriente de gas sulfuro de hidrógeno recuperado se puede utilizar para la producción de azufre elemental, usando el proceso Claus, o ácido sulfúrico. Si la corriente de gas H₂S recuperada no se va a utilizar como materia prima para aplicaciones comerciales, el gas generalmente se pasa a un incinerador de gas de

cola en el que el H_2S se oxida a SO_2 y luego se libera a la atmósfera a través de una chimenea.

El gas ácido entra en la parte inferior del contactor o torre de absorción y la solución de amina pobre se rocía desde la parte superior. El gas purificado fluye desde la parte superior de la torre. La solución de amina que contiene los gases ácidos absorbidos ahora se considera una corriente rica. La amina pobre y la amina rica fluyen a través del intercambiador de calor en dirección contraria a la corriente, calentando la amina rica. A continuación, la amina rica se calienta adicionalmente en la columna de regeneración mediante vapor. El vapor que sube a través de él aún libera H_2S y CO_2 , regenerando la amina. Los gases ácidos y vapor separados de la amina rica se condensan y se enfrían. El agua condensada se separa en el acumulador de reflujo. La amina pobre, regenerada y caliente se enfría en un enfriador de aire y se hace circular a la torre del contactor, completando el ciclo (Ghosh & Prelas, 2009). El proceso de endulzamiento del gas es mostrado en la figura n° 9.

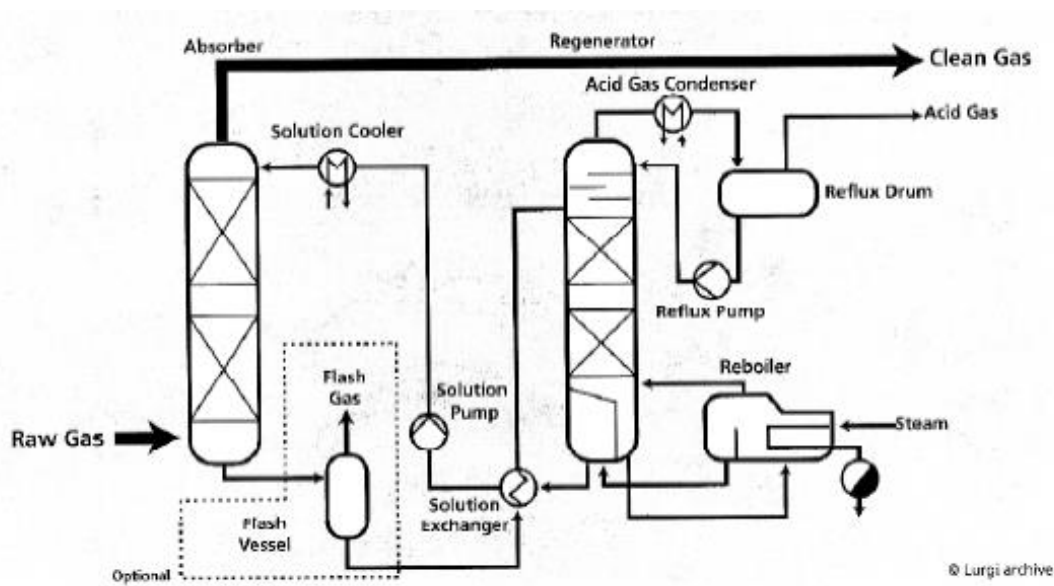


Figura n° 9. Proceso de Endulzamiento del Gas con Aminas. (Ghosh & Prelas, 2009)

5. Extracción de los Líquidos del Gas Natural

Según Alvarado y Ochoa (2011), la recuperación de las fracciones livianas de hidrocarburos líquidos en corrientes de gas natural puede abarcar desde un simple control del punto de rocío hasta una extracción profunda del etano localizado en la mezcla. El grado deseado de recuperación de líquidos tiene un importante efecto en la selección del proceso, así como en su complejidad y el costo de las instalaciones donde se llevarán a cabo.

El término LGN (Líquidos del Gas Natural) se aplica a los componentes recuperados del gas natural tales como el etano y fracciones pesadas. El término GLP (Gas licuado del petróleo) describe la mezcla de hidrocarburo en la cual sus principales componentes son el propano, iso y normal butano, así como propeno y buteno.

Las instalaciones de procesamiento del gas en la actualidad producen generalmente un producto llamado “etano plus” el cual es transportado externamente para un futuro fraccionamiento y procesamiento. El producto mezclado será fraccionado en estas o en otras instalaciones, para fabricar productos tales como etano puro, etano-propano, el propano comercial, iso butano, normal butano, butanos mezclados, butano-gasolina (C_4^+), y la gasolina natural (C_5^+).

Alvarado y Ochoa (2011), aseguran que la riqueza del gas (representada por los GPM) limita la calidad de los hidrocarburos licuables que se pueden extraer o condensar del gas. Bajo esta consideración se debe analizar muy bien esta propiedad en la corriente de alimentación de una planta de extracción de líquidos del gas natural. Se conoce que si el GPM del gas es mayor a 5 se recomienda enfriamiento moderado, mientras si es menor a 2 se recomienda el uso de procesos a bajas temperaturas o criogenia. Entre 2 y 5 GPM se recomienda hacer una evaluación comparativa entre los procesos existentes y seleccionar el más

óptimo de acuerdo a la cantidad producida y la rentabilidad económica del proceso.

A mayor GPM:

- Proceso más sencillo.
- Condiciones menos severas.
- Menos costoso.

A menor GPM:

- Proceso más complejo.
- Condiciones más severas.
- Más costoso.

Tecnologías para la extracción de LGN

La más simple forma de recuperación de líquidos se basa en la recuperación de condensados. Estos se podrían recobrar por una separación convencional, posiblemente con un enfriamiento normal en una unidad LTS. Los líquidos así obtenidos serán normalmente procesados en una torre estabilizadora a fin de removerles los componentes más volátiles y lograr un producto que puede ser almacenado a presión atmosférica (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

Usualmente éste es el LGN más valioso comercialmente. A medida que aumenta la volatilidad de los componentes a recobrar, los procesos se hacen más complejos; sin embargo, los principios son los mismos que para recuperar los condensados, a saber:

- Enfriar la corriente de gas de entrada, con el objeto de condensar los líquidos recuperables.
- Separar los líquidos condensados.
- Estabilizar los líquidos para remover los hidrocarburos más livianos.

El recobro de constituyentes más livianos (Propano, Butano, Pentano) requiere de procesos un poco más elaborados, debido a esos componentes tienen puntos de ebullición más bajos y, por lo tanto, son más difícil de condensar. Además, ellos están muy cercanos al rango de ebullición del Metano y el Etano, y por lo tanto más difícil de separar. Actualmente, estos componentes del GLP son normalmente recuperados vía condensación por reducción de temperatura (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

Las tecnologías que comúnmente se emplean para recuperar el LGN proveniente de una corriente de gas natural, se pueden resumir de la siguiente manera:

- **Absorción con aceite pobre:** Es un proceso mediante el cual, la molécula de vapor de un componente de hidrocarburos más ligeros entra en solución con hidrocarburos líquidos más pesados (nonano, decano y más pesado) y se separa de la corriente de gas. El proceso es operado a temperatura ambiente si sólo se desean los productos más pesados de LGN. Un sistema de refrigeración aumenta la recuperación de hidrocarburos más livianos tales como etano y propano. Suele emplearse una mezcla de compuestos parafínicos con un peso molecular entre 100 y 200 lb/lbmol. Tienen la ventaja de que el absorbedor puede funcionar a la presión del gas de alimentación con una mínima pérdida de presión en la corriente que sale del proceso. Las plantas, ya sea ambiental o refrigerada, están construidas en acero al carbono. Sin embargo, la mayoría de las plantas de aceite pobre han sido cerradas o reemplazadas con plantas más modernas con procesos de refrigeración directa o con turboexpansor; debido a que el proceso con aceite pobre requiere de grandes equipos de procesamiento con excesivos requerimientos de energía. Las unidades de absorción de aceite pobre se siguen utilizando en muchas opciones de refinería. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)
 - Proceso a temperatura ambiente: La composición ideal del aceite pobre está determinada por la presión y temperatura del absorbedor.

El peso molecular optimo del aceite pobre es el peso más bajo del aceite que puede ser retenido en el absorbedor con pérdidas aceptables de equilibrio para el gas residual. Las plantas de absorción de aceite pobre que operan sin necesidad de refrigeración requieren de aceite de mayor peso molecular, generalmente en un rango de 150-200 lb/lbmol.

Dado que la absorción es en base molar, se desea contactar la corriente de gas con el máximo número de moles de aceite pobre para maximizar la recuperación de productos del gas. Sin embargo, la tasa de circulación se expresan en unidades de volumen, por ejemplo, pies cúbicos por hora. Por lo tanto, una planta diseñada para hacer circular un aceite pobre de mayor peso molecular puede circular más moles de aceite, y remover más LGN, que si se emplea un aceite pobre de menor peso molecular. El LGN es separado del aceite rico (saturado con hidrocarburos livianos) mediante un proceso de destilación.

- Proceso Refrigerado: El gas es dirigido a la entrada de la planta de separación aguas arriba del proceso principal, donde separan los líquidos de la entrada. El gas entra entonces en una serie de intercambiadores de calor donde el refrigerante y gas frío procesado reducen la temperatura del gas de alimentación. Esta reducción en la temperatura resulta en la condensación de los hidrocarburos más pesados en la entrada de gas. El gas se almacena en la parte inferior del absorbedor donde fluye a contracorriente del aceite pobre que se introduce en la parte superior de la columna. El aceite pobre también se ha enfriado para ayudar en la absorción de LGN. Esta columna posee bandejas o empacaduras que aumentan el contacto del gas y el aceite pobre. Este aceite absorbe físicamente los componentes de hidrocarburos más pesados del gas. Los componentes más ligeros permanecen en el gas y salen por la

parte superior del absorbedor. El aceite y los hidrocarburos absorbidos salen de la parte inferior del absorbedor como aceite rico.

El aceite rico de la demetanzadora alimenta a una torre de fraccionamiento o “destilador”. El destilador es operado a baja presión y el gas natural licuado se libera del aceite rico por la combinación de la reducción de la presión y la adición de calor en el destilador. La operación en este recipiente es crítica para el funcionamiento general de la planta ya que éste no es único el punto donde se generan los productos requeridos, pero la calidad del aceite pobre de la parte inferior de la columna es importante en la absorción de líquidos de gas natural en el absorbedor. La refrigeración requerida para el aceite y el gas enfriado así como las entradas de calor al demetanzador y al destilador son los parámetros claves para operar una planta de aceite pobre de manera eficiente.

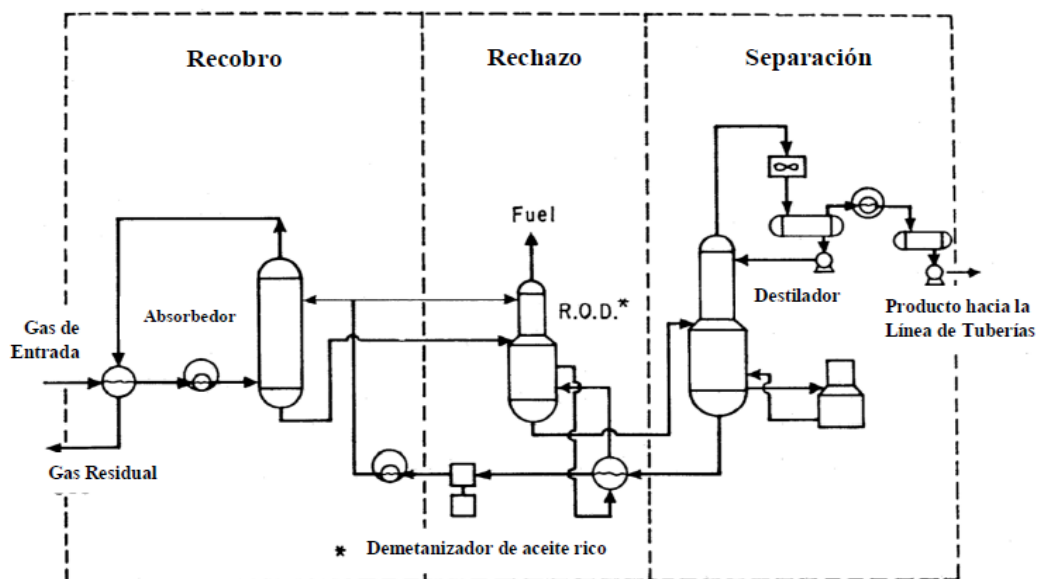


Figura n° 10. Absorción por Aceite Pobre Refrigerado. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

- **Enfriamiento y condensación**
 - **Refrigeración Externa o Mecánica:** El proceso de refrigeración directa es bastante flexible en su aplicación para la recuperación de LGN. El proceso sólo puede ser utilizado para el control del punto de rocío cuando la recuperación de líquido es necesaria o deseada. Por otra parte, el proceso puede ser utilizado para la alta recuperación de propano y, en el caso de los gases ricos, para recuperación de etano en cantidades razonables. El nivel de recuperación es una función fuertemente dependiente de la presión de gas de alimentación, de la composición del gas y el nivel de temperatura en el chiller. En general, se puede lograr una mayor eficiencia de recuperación con un gas de alimentación más rico. El proceso de refrigeración directa se utiliza generalmente con un sistema de inyección de glicol. Esta configuración está limitada en la temperatura de operación por la viscosidad del glicol en las temperaturas más bajas. Además, el enfriamiento es normalmente proporcionado por la refrigeración del propano el cual limita a refrigerar hasta -44°F a presión atmosférica, y por lo tanto se alcanza una temperatura de proceso de alrededor de -40°F. Con el fin de disminuir la temperatura del proceso se debe considerar la deshidratación aguas arriba y los sistemas de refrigeración alternativos (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

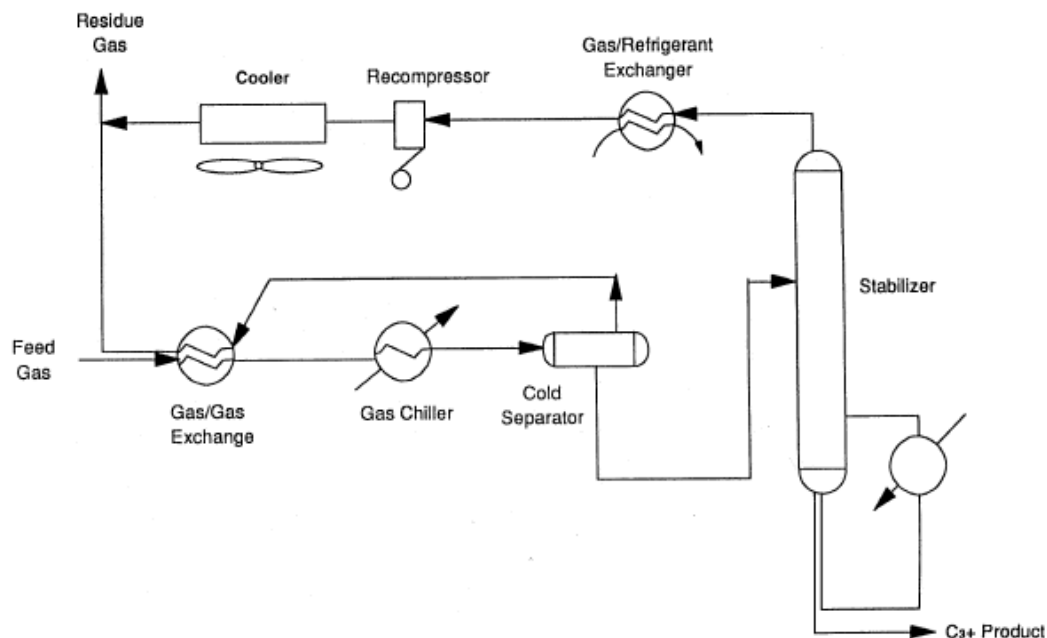


Figura n° 11. Enfriamiento por refrigeración mecánica. (Gas Processors Suppliers Association, 2004)

- **Expansión Joule-Thomson (J-T):** El uso del efecto Joule-Thomson (J-T) para recuperar LGN es una alternativa atractiva para múltiples aplicaciones. El concepto general es el enfriamiento del gas a través de una válvula J-T. Con un intercambio de calor apropiado y un gran diferencial de presión a través de la válvula J-T, se pueden alcanzar temperaturas criogénicas lo que puede resultar en altas eficiencias de extracción. La diferencia principal entre el diseño J-T y los turboexpansores radica en que la expansión del gas es adiabática a través de la válvula, a diferencia del proceso de turboexpansión en donde el proceso es cercano a un proceso isoentrópico. Es por eso que el proceso de J-T tiende a ser menos eficiente por unidad de energía gastada que el proceso de turboexpansión (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

El proceso J-T ofrece ciertas ventajas comparativas sobre el proceso de turboexpansión y refrigeración en las siguientes situaciones:

- a) Presión del gas baja.

b) Se necesita compresión en la entrada.

c) La expansión es insuficiente.

El gas debe ser primero secado para asegurar que el agua no entrará en la parte fría del proceso. Por lo general, tamices moleculares o alúmina se utilizan para el secado. La inyección de metanol se ha utilizado en algunas plantas con éxito, pero puede resultar en un problema operativo.

Después del secado, el gas se enfría por intercambio de calor con el gas residual frío y también por intercambio de calor con los intercambiadores del demetanizador y en algunos casos con el producto líquido del separador al frío. Después de la refrigeración, el gas se expande a través de la válvula J-T y se envía al separador al frío. El líquido de este separador es la alimentación del demetanizador. Por lo general, esta torre es un diseño de transporte superior al frío. Sin embargo, en algunos diseños se incluye un arreglo de reflujo para la operación de descarga de etano. El líquido frío es demetanizado bajo las condiciones adecuadas en esta torre. El producto de frío de cabeza en la demetanizadora se intercambia con la alimentación y se vuelve a comprimir cuando sea necesario para la venta de residuos (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

La clave de este proceso es la presión de la fuerza motriz a través de la válvula de J-T y la cantidad de intercambio de calor en superficie a través de los intercambiadores de calor de la planta. El proceso puede funcionar en un amplio rango de condiciones de alimentación de gas y producir la especificación del producto. El proceso es muy fácil de operar y funciona a menudo como una instalación desatendida o asistida parcialmente.

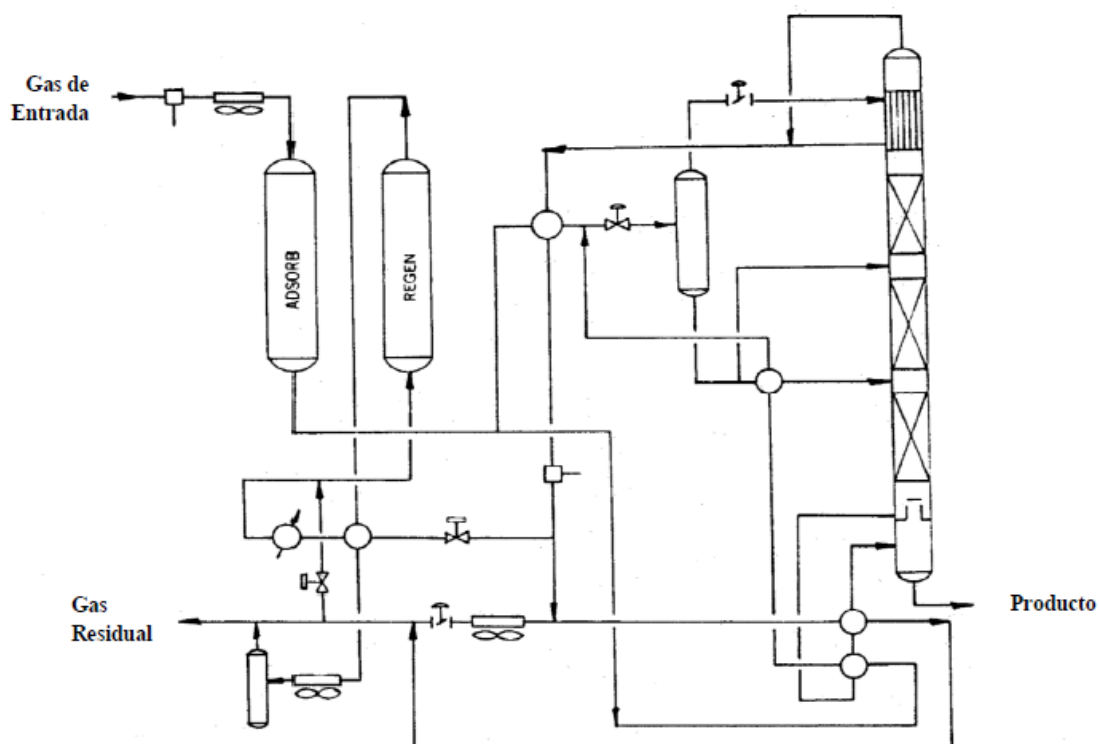


Figura n° 12. Proceso de Expansión J-T. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

- **Proceso de Turboexpansión:** El proceso que domina el diseño de instalaciones de recuperación de etano es el proceso turboexpansor. Este utiliza la presión del gas de alimentación para producir la refrigeración necesaria para la expansión a través de una turbina (turboexpansor). El turboexpansor recupera el trabajo útil de esta expansión de gas. Normalmente, el expansor se vincula a un compresor centrífugo para comprimir el gas residual resultante del proceso. Ya que la expansión es cercana a la isoentrópica, el turboexpansor reduce la temperatura del gas mucho más que cuando se expande a través de una válvula J-T (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

El proceso cómo se concibió originalmente utilizó una alimentación superior, sin demetanizador de reflujo. Como han sido deseados mayores niveles de recuperación, se han desarrollado planes alternativos. El

objetivo de estos diseños es producir el reflujo de la demetanizadora para alcanzar temperaturas más bajas y mayores tasas de recuperación de etano. Al proceso de turboexpansión se le ha aplicado a una amplia gama de condiciones del proceso, además de los procesos de recuperación de etano, se utiliza a menudo como un proceso de recuperación elevada de propano. Este puede ser diseñado para cambiar de recuperación de etano a la operación de descarga de etano con cambios de funcionamiento mínimos (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

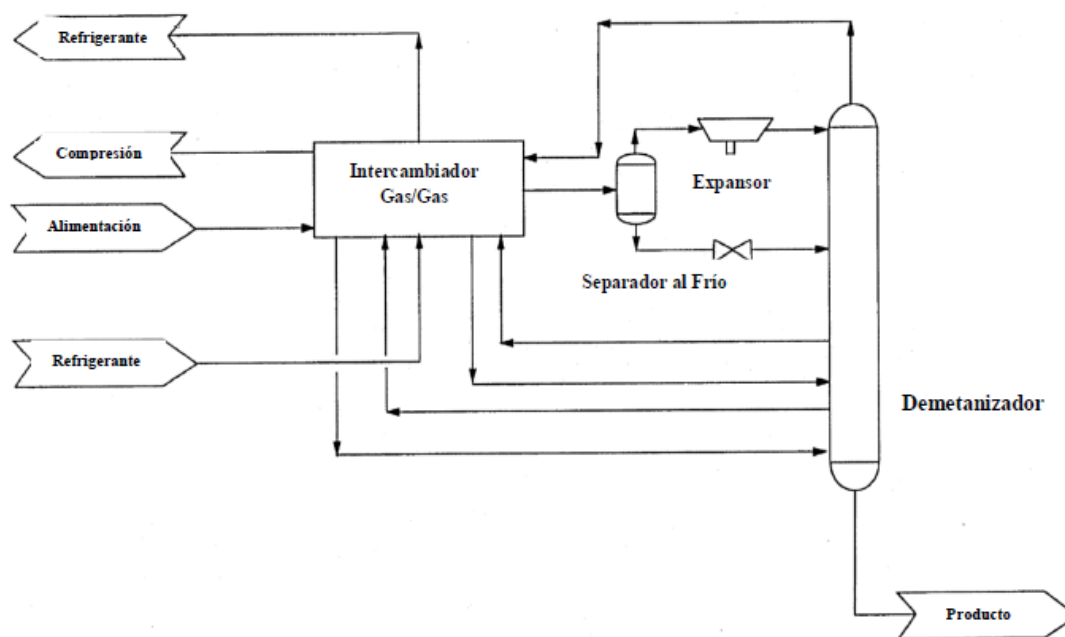


Figura n° 13. Proceso de Turboexpansión Convencional. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

- **Adsorción:** En la adsorción, las moléculas de gas se unen de forma reversible a la superficie de un material sólido, el adsorbente. Ejemplos de adsorbentes incluyen gel de sílice, carbón activado y alúmina. La recuperación de LGN es significativamente menor que la alcanzada por procesos de refrigeración o absorción de aceite pobre (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

firmemente. La separación entre gases ocurre en un fundamento molecular, por ende delgadas capas sin poros deben ser usadas (la permeación a lo largo de las capas o cintas no es filtración es sorción en el lado de alta presión es sorción, a lo largo de la cinta es difusión, y desorción en el lado de baja presión). Las membranas consisten en una cinta de polímero ultra delgado en el tope de un sustrato poroso delgado.

Dependiendo del diseño sea el recubrimiento o el sustrato controlan la tasa de permeación en la capa compuesta. Hay dos configuraciones básicas, spiral-wound o espiral cortada, y hollow-fibers o fibras huecas.

La construcción de un separador de espiral cortado que consiste en capas sucesivas de canales de flujo del gas de alimentación, membrana de separación, canal de flujo permeable y membrana de separación cortada alrededor de un tubo permeable axial.

El empaquetado se fija en un tanque cilíndrico de presión alrededor de un tubo permeable axial para formar un elemento el cual es típicamente 4 a 8 pulgadas de ancho, por 5 pies de largo. Los elementos están combinados en paralelo y/o series para formar el paquete separador. Para estas membranas, el revestidor de acetato denso, no poroso y celuloso es típicamente la capa activa o la capa controladora de permeación.

Para el separador de fibras huecas se usan cilindros huecos menores a un milímetro de diámetro externo, girado de material de control de separación usualmente una polisulfona recubierta de un elastómero de silicón para protección. La dimensión típica del muro es alrededor de 300 micrones, la capa de separación es solo de 500 a 1000 angstroms. El paquete de fibras huecas, el cual esta sellado al final encaja en el casco de acero.

El gas de salida no permeado y de alimentación está en el lado del casco, y el gas permeado está en el lado del tubo. Las dimensiones típicas es de 4 a 8 pulgadas de diámetro y de 10 a 20 pies de largo.

Las membranas separan en gas por la diferencia entre las tasas a las que los gases se difuminan a lo largo de las cintas, los gases rápidos se reúnen en la corriente permeada y los gases lentos quedan en la corriente no permeada.

Cuando la diferencia entre el coeficiente de permeación es grande es posible una buena separación de los gases; pero cuando la diferencia es pequeña la separación es difícil y cara porque se necesitan múltiples etapas. En cualquier caso la separación no es completa, el gas de permeación contienen algo de gas residual y viceversa. (Alvarado, 2011).

- **Tecnologías Emergentes**

- **Twister:** Este sistema utiliza una boquilla supersónica en la que se reduce la presión y se forma el líquido. La corriente supersónica pasa a través de las aspas que mueven la corriente en forma de torbellino. Este movimiento centrífugo fuerza al líquido a la pared donde se drena el aparato. El vapor se expande en un difusor y recupera el 70-80% de la presión inicial. Las pruebas han demostrado que este proceso tiene un 90% de eficiencia isoentrópica.

Esta tecnología se centra en el control del punto de rocío de hidrocarburos y aplicaciones del proceso de deshidratación tanto en tierra firme como costa afuera (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

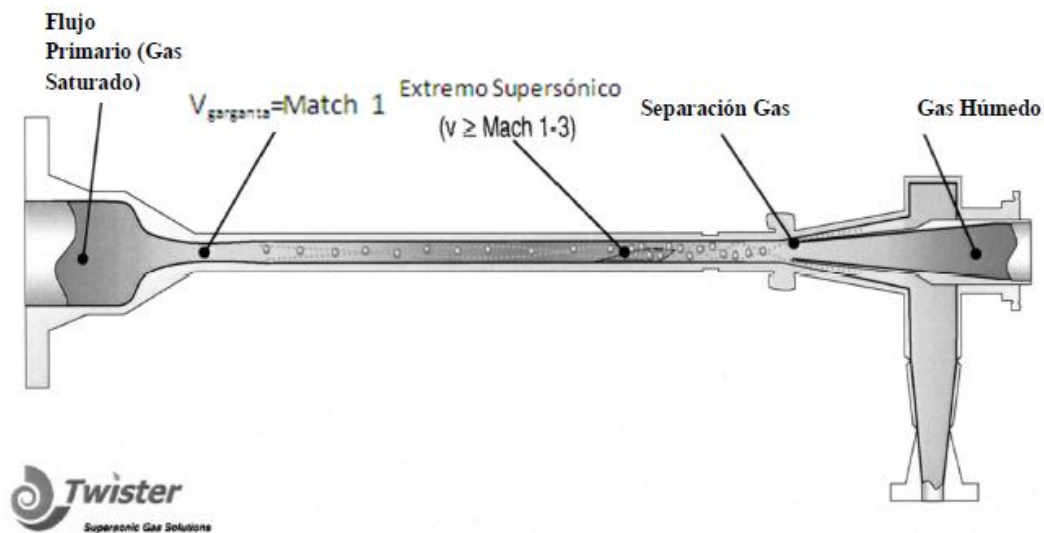


Figura n° 15. Concepto del proceso de Twister. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

- Vórtice Tubular: Otro proceso utiliza un dispositivo de vórtice tubular para realizar la separación. El vórtice tubular se basa en los tubos de Ranque-Hilsh desarrollado en la década de 1940. Estos tubos han sido utilizados como dispositivos de laboratorio y como refrigeradores a pequeña escala. El principio de funcionamiento de estos dispositivos es el mismo. Un gas se inyecta tangencialmente a través de una boquilla en el centro del tubo donde se expande a baja presión. El gas fluye ciclónicamente hacia el otro extremo del tubo. En este trayecto se forman dos zonas de temperaturas, una zona caliente cerca de la pared y una zona fría cerca del centro. Al final del tubo, el gas del centro se desvía y se regresa a través de un orificio cerca de la boquilla de entrada.

El tubo es por lo tanto capaz de producir dos corrientes de gas a diferentes temperaturas. El gas frío está a una temperatura inferior a la alcanzable con una expansión isoentálpica (efecto J-T). Si en la salida, dos corrientes fuesen mezcladas, la temperatura combinada sería igual a la temperatura alcanzada por la expansión isoentálpica. Así, el vórtice tubular realiza la misma función que la válvula J-T, pero produce una temperatura de salida de gas más baja para una porción de la corriente. Este aparato podría tener

una aplicación donde exista una caída de presión del gas, así como cuando sea necesario el control del punto de rocío, y el gas caliente y frío se recombinen después de la eliminación de líquidos (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

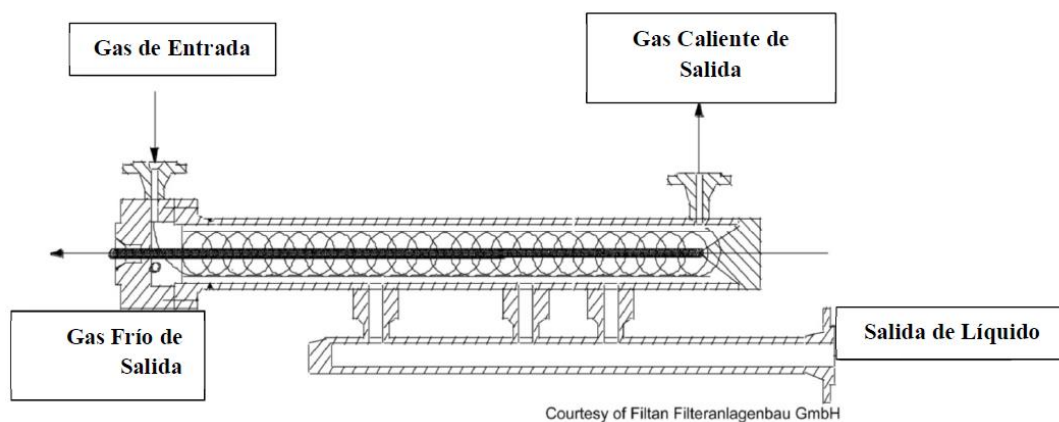


Figura n° 16. Diseño Básico de un dispositivo de vórtice tubular (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

6. Fraccionamiento

Los líquidos recuperados del gas natural forman una mezcla multicomponente la cual se separa en fracciones de compuestos individuales o mezclados mediante una operación de fraccionamiento. Se le llama destilación al proceso mediante el cual se logra realizar la operación de fraccionamiento.

Según Gas Processors Suppliers Association (2004), resulta económico recuperar gases licuados del petróleo (GLP) cuando el gas natural de producción presenta una composición de 1.3% molar de propano. Si el porcentaje es inferior a dicho valor debe hacerse un análisis minucioso de alternativas antes de instalar facilidades para la recuperación de GLP.

Descripción del proceso

La destilación es probablemente el método más económico para separar una mezcla en sus componentes individuales. El fraccionamiento involucra la separación de los componentes por la volatilidad relativa, de la cual depende la

dificultad de la separación, así como la pureza de los productos de la corriente. La separación es fácil si la volatilidad relativa de los compuestos clave liviano y compuestos clave pesados es substancialmente mayor a uno. Los componentes más livianos (producto de tope), se separan de los más pesados (producto de fondo). De esta forma, el producto de fondo en una columna es el alimento a la próxima columna, la cual puede operar a una presión mayor pero a temperatura mayor (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

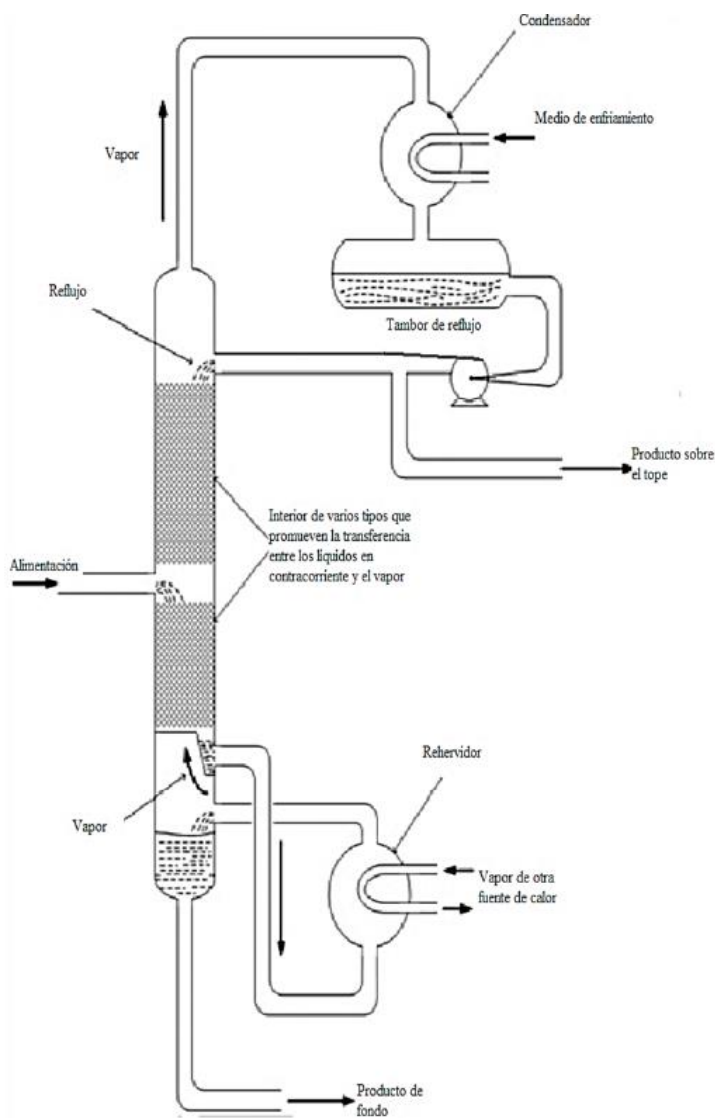


Figura n° 17. Diagrama Esquemático de una torre de fraccionamiento (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

En la destilación el proceso de separación se basa en la volatilidad relativa de los compuestos a ser separados. La separación ocurre debido a que un componente se calienta hasta que pasa a la fase de vapor, el otro componente permanece en la fase líquida.

Cuando la mezcla no es de dos componentes sino multicomponentes, la separación se selecciona entre dos componentes claves, por ejemplo etano y propano.

Se aplica calor hasta que todo el etano y los componentes más livianos se vaporizan, mientras que a la presión y temperatura de operación, el propano y los compuestos más pesados permanecen en la fase líquida.

Entre mayor sea la diferencia en volatilidad de los compuestos claves seleccionados, más fácil será efectuar la separación. Por lo tanto, en el proceso de destilación se requiere que haya una diferencia en los puntos de ebullición a la presión de operación, y que los compuestos sean estables térmicamente para que no se descompongan (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

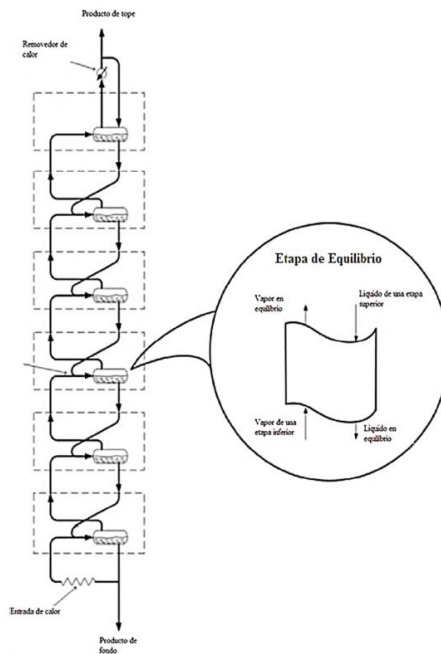


Figura n° 18. Modelo básico de Fraccionamiento (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

Torres de Fraccionamiento

Las torres de fraccionamiento son cilindros verticales, altos y de gran diámetro, que suelen configurar el entorno de una refinería. Están organizadas de tal manera, para extraerle a una mezcla de hidrocarburos los diferentes componentes, desde los más livianos hasta los más pesados. Cada una de las torres se encarga de retirarle una porción a la cadena de hidrocarburos. Al comienzo saldrán los más livianos y, progresivamente los pesados. Tienen una presión más o menos estable en toda su longitud. La única diferencia de presión que hay entre el tope y el fondo es debido al peso propio de los fluidos. En cambio la temperatura de tope es mucho más baja que la del fondo de la torre (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

El número y tipo de fraccionador depende del número de productos a ser producidos y de la composición de la corriente de alimentación. Los productos típicos son los líquidos del gas natural, para los cuales se usan los siguientes procesos de fraccionamiento:

- Demetanizadora
- Deetanizadora
- Depropanizadora
- Debutanizadora

Entre los productos de LGN que se producen a partir del proceso de fraccionamiento se tiene:

- Producto demetanizado (C_2^+).
- Producto deetanizado (C_3^+).
- Mezcla de Etano-Propano.
- Propano Comercial.
- Mezcla de Butano-Propano (GLP).
- Butanos.
- Mezcla de butano-gasolina (C_4^+).

- Gasolina natural (C_5^+).
- Mezclas con una especificación de presión de vapor.

Para separar una corriente líquida de hidrocarburos en varias fracciones, se requiere una torre de destilación por fracción. De otra forma si lo que se quiere es estabilizar la corriente del hidrocarburo condensado que se recolecta en el separador de entrada a la planta, se utiliza una torre estabilizadora en la cual se separan las fracciones de pentano y más pesados, los cuales salen por el fondo, mientras que las fracciones de butano y más livianos salen por el tope (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

El número total de columnas de destilación depende de la composición de la corriente de alimentación y del número de productos a ser recuperado. En un sistema en el cual se recupera etano, GLP y gasolina natural, se requiere un mínimo de tres columnas de destilación para las separaciones siguientes:

- Separar el metano de los hidrocarburos de dos y más carbonos.
- Separar el etano de los hidrocarburos de tres y más carbonos.
- Separar el GLP y los C_5^+ .

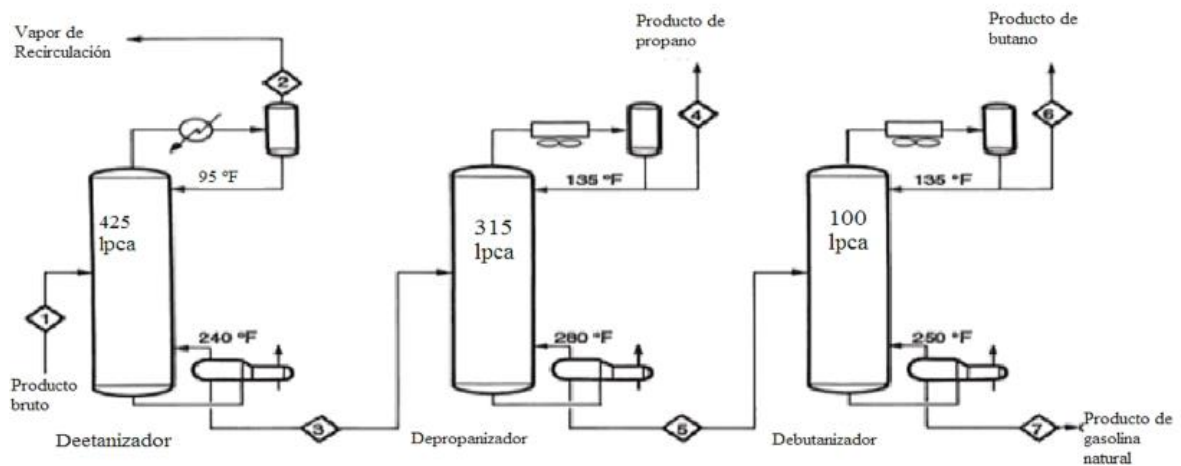


Figura n° 19. Tren de fraccionamiento. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

7. Compresión

La compresión del gas natural requiere de equipos comparables a los utilizados en el bombeo de líquidos. Los compresores de tornillo, lóbulos y de paletas se utilizan principalmente en los servicios especializados. Los dos últimos pueden ser útiles, especialmente cuando las presiones de descarga no superan 30 lpc y en el caso que la tasa no sea demasiado grande. Los compresores de tornillo se pueden utilizar para presiones de descarga mucho más altas. Los tres tienen peso favorable y las características de vibración. Los usos principales incluyen la recolección de gas de baja presión, en unidades de refrigeración y deshidratación en ciclo cerrado.

Un compresor separable es una unidad separada que se encuentra directamente acoplada e impulsada por una correa mediante un controlador independiente (usualmente sobre una plataforma en común). El compresor integral, a diferencia del anterior tiene un motor de combustión interna sobre el mismo ensamblaje, integrado con cilindros compresores de gas. La diferencia entre el tipo largo y el tipo corto es un poco arbitraria, sin embargo puede mencionarse que el tipo corto es aquel que logra alcanzar potencias cercanas a 1000 kW y que su máximo tamaño es tal que puede ser posible su ensamblado en una fábrica. Los compresores más grandes tienen que ser fijados en fundaciones de concreto y acoplados en un campo de tuberías. Los compresores más grandes tienen que ser fijados en fundaciones de concreto y acoplados en un campo de tuberías (Ochoa M & Alvarado P, 2011).

En la figura n° 20, se muestra el rango general de aplicación de la mayoría de los compresores mencionados. La tasa de entrada es medida en MC/min a una presión y temperatura de succión. Existe un rango de elección bastante amplio. A menudo la escogencia se realiza basándose en los factores económicos y mecánicos involucrados.

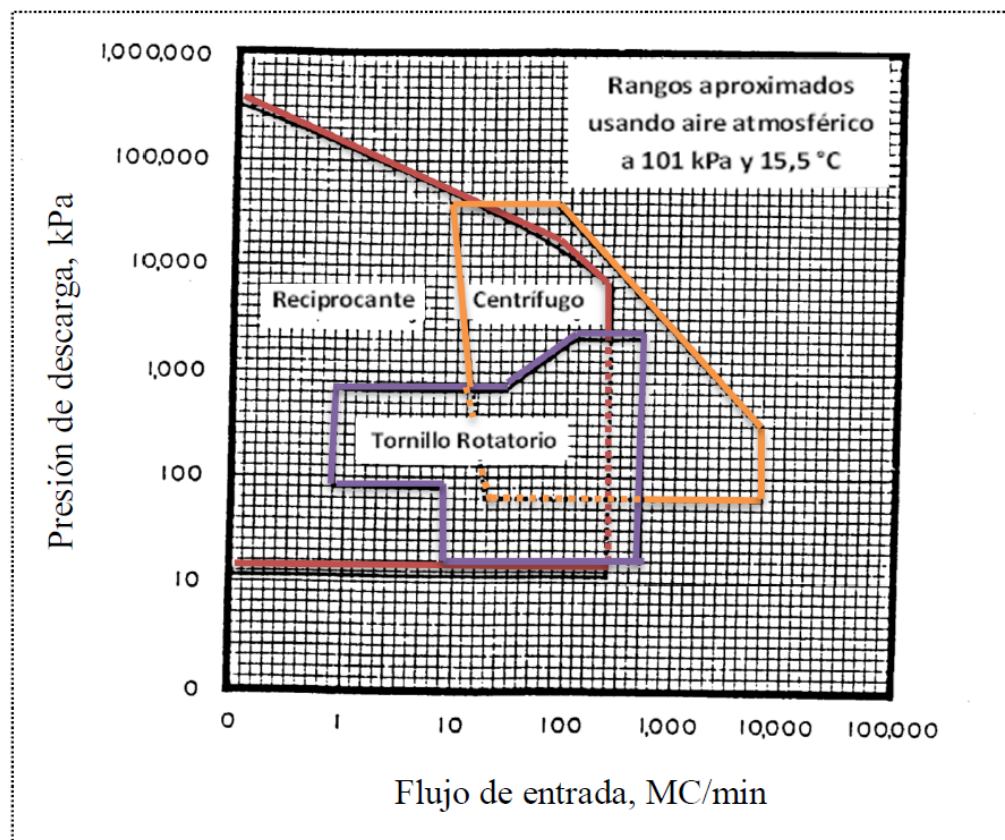


Figura n° 20. Rango general de aplicación de Compresores. (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

Las tablas n° 6 y 7 muestran la evaluación de varios compresores y los distintos motores con los que pueden trabajar. Se debe tomar en cuenta que son utilizados cuatro listados diferentes para compresores reciprocantes. Dos son para unidades separables que trabajan con motores de alta y baja velocidad, los dos últimos son compresores integrales de tipo largo y tipo corto.

Tabla n° 6. Guía comparativa en la selección de compresores.

Tipo de compresor	Fiabilidad	Costo inicial	Costo de Instalación	Eficiencia	Costo de Mantenimiento	Peso/Espacio	Longitud de recorrido	Facilidad de movimiento	Adaptabilidad remota	Adaptabilidad a cambios de condiciones
Baja presión, tornillos o lóbulos	E	E	E	B	E	E	E	E	E	B
Baja presión, deslizamiento de paletas	B-P	E	E	B	R	E	R	E	E	B
Alta velocidad, recíprocante, separable	B	E	E	B	B	E	B	E	B	E
Baja velocidad, recíprocante, separable	E	B-R	B-R	E	E	R	B	P	B	E
Motor integrado compresor largo	E	B-P	B-P	E	E	R	E	B-P	B	E
Motor integrado compresor corto	E	B-R	B-R	E	E	B	E	B-R	E	B
Centrífugo	E	E-R	E	E-B	E	E	E	B-P	E	R-P

Leyenda de símbolos:

E – Excelente

B – Bueno

R – Razonable

P – Pobre

Fuente: (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

Tabla n° 7. Guía comparativa en la selección de motores compresores de gas.

Tipo de compresor	Fiabilidad	Costo inicial	Costo de Instalación	Eficiencia	Costo de Mantenimiento	Peso/Espacio	Longitud de recorrido	Facilidad de movimiento	Adaptabilidad remota	Adaptabilidad a reciprocante	Adaptabilidad a compresor rotario
Motor reciprocante alta velocidad	B	E	E	B	B	E	B	E	B	E	R
Compresor Integrado motor	E	B-P	B-P	E	E	R	E	P	B	E	P
Turbina de gas	E	B-P	E-R	B*	E	E	E	E	E	R	E
Turbina de vapor	B	B	B	G-P	E	E	E	P	R	R	E
Motor eléctrico	E	E-B	E	E	E	E	E	E-P	E	B	E

Leyenda de símbolos:

E – Excelente

B – Bueno

R – Razonable

P – Pobre

*La eficiencia térmica puede ser incrementada mediante un recuperador y la recuperación de calor por gases de desechos

Fuente: (Ochoa M & Alvarado P, 2011)

8. Transporte

Según la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía de Perú (2012), el gas natural puede ser transportado hasta su mercado de consumo, de tres maneras distintas, a través de:

- **Gasoductos**

Es la forma más conocida y usada de transporte del Gas Natural a gran escala. Los gasoductos pueden unir distancias de hasta 3000 km, aproximadamente, y suelen tener una red de ductos que se conectan al ducto principal con el fin de abastecer a las poblaciones cercanas a la trayectoria del mismo.

- **Buques Metaneros**

Este sistema de transporte se usa cuando las distancias son bastante amplias entre el punto de producción y el punto de consumo. En este caso la opción de la construcción de un gasoducto llegaría a ser demasiado costosa.

Para que sea viable esta opción de transporte, se debe contar con:

- Plantas de criogenización, que enfrían hasta -161°C el gas natural hasta reducir 600 veces su volumen y convertirlo en un líquido, es decir en Gas Natural Licuado (GNL), para hacer económicamente viable y seguro su transporte.
- El servicio de buques metaneros. Estos buques metaneros cuentan con tanques especialmente acondicionados para mantener el GNL a condiciones criogénicas y transportarlo de manera segura. Un buque metanero puede transportar hasta 170 mil metros cúbicos de GNL.
- Plantas regasificadoras en los puertos de destino.

- **Gasoductos virtuales a través de cisternas**

Este sistema consiste en el transporte terrestre de Gas Natural, a distancias relativamente cortas, usando cisternas especialmente acondicionadas para este fin, lo que permite abastecer a lugares cuya demanda resulta pequeña y no justifica económicamente la construcción de un gasoducto.

Hay dos opciones de hacer uso de este transporte:

- a) Usando Gas Natural Comprimido (GNC): el cual se comprime al someterlo a altas presiones, logrando que su volumen se reduzca en unas 100 veces. El GNC se almacena en módulos independientes de hasta 1500 metros cúbicos de capacidad cada uno, transportando en cada cisterna un

máximo de 4 módulos, para una capacidad máxima de transporte de 6000 metros cúbicos.

- b) Usando Gas Natural Licuado (GNL): debido a su mayor reducción de volumen frente al GNC, esta opción transporta un mayor volumen hacia puntos distantes. Sin embargo para que su uso sea viable es necesario contar con plantas regasificadoras para la distribución en las zonas de destino (Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, 2012).

II.3.4 Importancia y Mercado

Actualmente el gas natural se considera una de las más relevantes fuentes de energía, utilizada a nivel mundial para uso doméstico, industrial o comercial. Este recurso es obtenido de yacimientos ubicados en países como Estados Unidos, Rusia, Canadá, Inglaterra, México, Argentina, Australia, China, India y por supuesto Venezuela entre los principales productores.

Se considera que es un tipo de energía menos dañina para el medio ambiente comparada con otras fuentes como el petróleo y el carbón, pues no genera cantidades de dióxido de carbono a la misma magnitud que las anteriormente mencionadas (BP, 2017).

Usos del Gas Natural:

El gas natural tiene diversos usos en la rama industrial, comercial y residencial, así como para el transporte y generación eléctrica. Ofrece amplias ventajas en el ahorro energético y en procesos industriales que requieren ambientes limpios, procesos controlados y combustibles altamente eficientes (Ghosh & Prelas, 2009)

De acuerdo con lo indicado por Zorrilla (2014) en su trabajo especial de grado, la utilidad del gas natural se puede clasificar en los siguientes sectores:

- **Sector industrial:** puede reemplazar a otros combustibles como el carbón, gasolina, electricidad, diesel, gas licuado, kerosene y leña, también es

utilizado como materia prima. Particularmente en la industria petroquímica, es utilizado para la producción de fertilizantes entre otros subproductos.

- **Sector comercial:** Se utiliza en comercios como restaurantes y otros sitios de desarrollo comercial.
- **Sector doméstico:** Es utilizado principalmente en los hogares para la cocina y servicio de calefacción.
- **Sector eléctrico:** Es una opción bastante económica para la generación de electricidad, pues aumenta considerablemente el rendimiento con un bajo impacto ambiental.
- **Sector automotriz:** Generalmente se utiliza gas natural comprimido (GNC) como combustible para vehículos en reemplazo de gasolinas.

Mercado del Gas Natural:

El consumo del gas natural, como se puede observar en la figura n° 21 tiene una tendencia a crecer, es por esto que la demanda de gas natural en el mundo representará una importante ventana de oportunidad para las naciones que dispongan de este recurso tanto para consumo interno como para comercio.

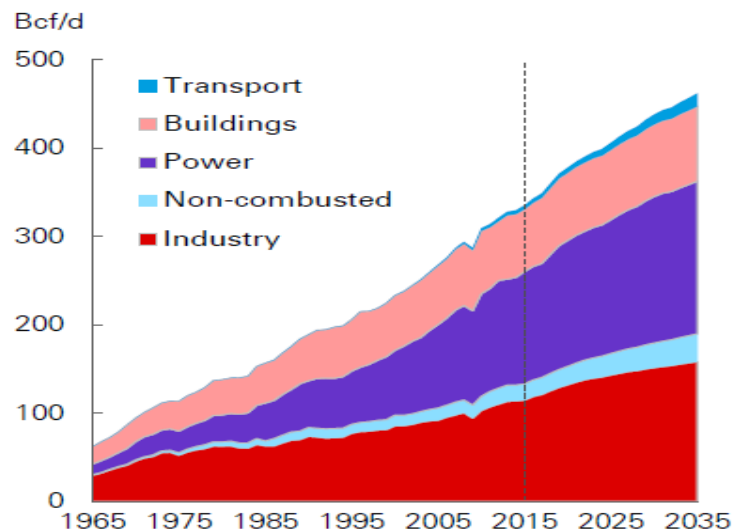


Figura n° 21. Consumo de Gas Natural por Sector. (BP, 2017)

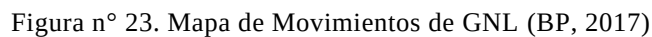
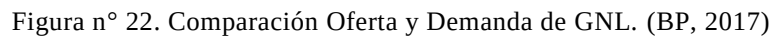
Las siguientes consideraciones son planteadas por British Petroleum en su Energy Outlook (perspectiva energética) 2017 Edition, y sirven como una referencia para identificar el posible comportamiento futuro del mercado del gas natural y permiten realizar análisis de mercado para poder aprovechar oportunidades de comercialización internacional del recurso.

- El gas natural tiene un crecimiento más rápido que el petróleo y el carbón, creciendo a 1,6% anualmente entre el año 2015 y 2035.
- La producción de gas de lutitas crece alrededor de 5,2% por año, lo que representa un 60% aproximadamente del incremento de oferta de gas, liderado por Estados Unidos el cual duplica su producción.
- El incremento de producción de gas no convencional en 0,7% está liderado por el Medio Oriente, Rusia y Australia.
- Los principales centros de creciente demanda son: China, con el gas ganando participación en la industria y la energía; y el Medio Oriente y Estados Unidos donde la mayor disponibilidad de gas ayuda a impulsar la demanda dentro del sector eléctrico.

A partir de lo previamente establecido se puede apreciar que el creciente mercado posiblemente presentará una gran demanda por parte de países considerados grandes potencias, y que poseen grandes reservas de este recurso natural, sin embargo la demanda de estos países también presentará un crecimiento pues su población aumentará considerablemente, lo que causará que parte de la producción será destinada a consumo interno permitiendo la entrada al mercado a países de pequeña densidad poblacional que cuenten con enormes reservas de gas natural como es el caso de Venezuela (BP, 2017).

Con respecto al gas natural en estado líquido el mercado también tiende a generar nuevas oportunidades de comercialización para nuevos productores, como se puede observar en la figura n° 22 la demanda de gas natural licuado (LNG por sus siglas en inglés) aumenta incluso más que la oferta en la proyección de BP

En la región suramericana, donde está localizada Venezuela, se puede notar que Trinidad y Tobago y Perú son los más importantes actores de exportación de GNL el cual es destinado a México, Estados Unidos e Inglaterra. Es importante destacar que Trinidad y Tobago, uno de los principales productores y exportadores de gas, está disminuyendo considerablemente sus reservas de gas natural, lo que vislumbra una posible oportunidad de negocio y desplazamiento de mercado para Venezuela que cuenta con enormes cantidades de gas como reserva (BP, 2017).



Como en todo comercio el valor del producto es lo que indicará la ganancia en la transacción, es por eso que en la figura n° 24 se observa el histórico de precios del gas natural hasta el año 2016 tanto para el gas natural distribuido por tubería como el gas natural licuado, es decir los líquidos de este recurso. Como se puede observar el precio de importación oscila entre 2 y 11 \$ por Millón de BTU en el caso del gas por tubería, mientras que el NGL está entre 4 y 16 \$/MMBTU (Agencia Internacional de Energía, 2017).

Si bien estos precios son reducidos con respecto al precio del petróleo, no presentan tanta variación en el mercado, y para el caso de países con reservas tan cuantiosas como Venezuela representa una importante oportunidad de negocios para el comercio internacional y para el ingreso de divisas a la nación que actualmente vive una grave crisis.

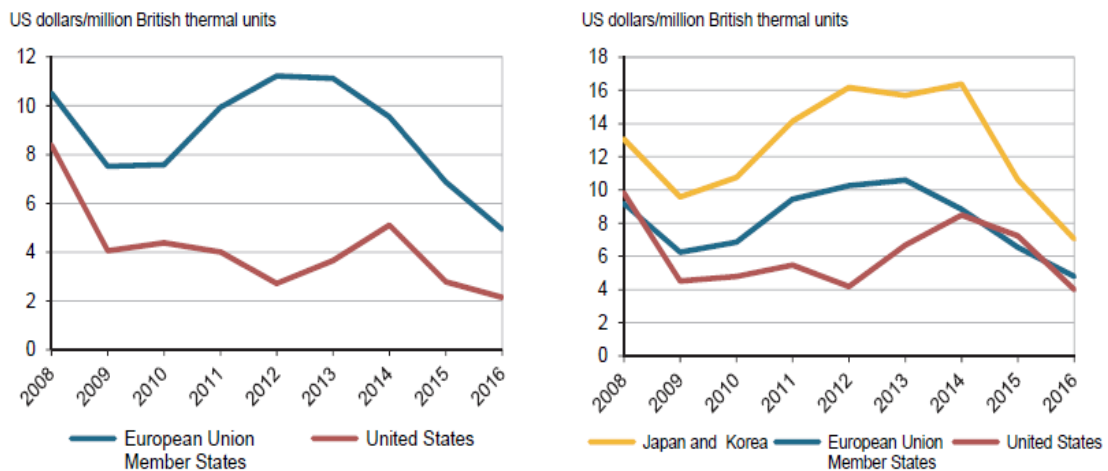


Figura n° 24. Comparación Precios Principales Productores de Gas. (Agencia Internacional de Energía, 2017)

II.3.5 Productos derivados del Gas Natural.

De acuerdo con el procesamiento, tratamiento y fraccionamiento de los líquidos condensables del gas natural se obtienen diferentes productos que son:

Líquidos de Gas Natural (LGN)

“Componentes de gas natural que son líquidos en superficie en instalaciones de campo o en plantas de procesamiento de gas. Los líquidos de gas natural pueden clasificarse según sus presiones de vapor como de presión baja (condensados), intermedia (gasolina natural) y alta (gas licuado de petróleo). Los líquidos de gas natural incluyen: propano, butano, pentano, hexano y heptano, pero no metano ni etano, debido a que estos hidrocarburos necesitan refrigeración para licuarse. El término se abrevia comúnmente como NGL.” (Schlumberger, 2018).

A partir del tratamiento del gas natural se genera este subproducto que es utilizado en la elaboración de plásticos, fertilizantes, alcoholes y otros derivados. También es utilizado en la fabricación de componentes de alto octanaje para las gasolinas y en muchos casos como combustible industrial, comercial y residencial.

Posee propiedades del metano líquido ligeramente modificadas por componentes menores y una gran ventaja de este subproducto es su almacenaje y embarque debido al volumen que ocupa.

Gasolina natural

Se presenta en estado líquido a condiciones de temperatura y presión ambiente, en las cuales tiene fuerte tendencia a evaporarse. Sus componentes básicos son pentano, hexano y heptano, por lo cual se presenta en estado líquido ya que estos componentes son un poco más pesados, añadiendo riqueza a este subproducto. Se utiliza para mezclarla con la gasolina o con el petróleo para aumentar su valor comercial aumentando la densidad de estos productos.

Gas Natural Licuado (GNL)

Es básicamente metano sometido a procesos criogénicos con la finalidad de disminuir su temperatura hasta -258 °F con la finalidad de licuarlo, es decir volverlo líquido para así reducir su volumen en una relación 600:1 entre el volumen en estado gaseoso y el volumen en estado líquido (Duerto O M. , 2009). El proceso de licuar el gas metano se realiza para poder transportarlo en grandes cantidades hasta centros de consumo y/o distribución.

Luego de ser transportado en estado líquido utilizando buques cisternas metaneras adecuadas para tal función, el GNL es regasificado en los puertos de recepción aplicando calor a éste gas para finalmente distribuirlo hasta los consumidores finales.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Es fundamentalmente una combinación de moléculas de propano y butano, con trazas de otros compuestos. Es una sustancia incolora e inodora, sin embargo se le añade un agente fuertemente odorante (mercaptano) para detectar cualquier fuga por más pequeña que sea. (WLPGA, 2015)

En condiciones normales de presión y temperatura, el GLP es un gas, sin embargo cuando se somete a presiones moderadas o enfriamiento, éste se transforma en líquido, estando en el cual se transporta y almacena con facilidad haciendo uso de contenedores de acero o aluminio, aunque en casos más novedosos se almacena en recipientes de materiales plásticos o de fibra de vidrio.

El GLP se utiliza de muchas maneras para generación de energía debido a su alta eficiencia como combustible por su alta capacidad calorífica, y su bajo impacto ambiental debido a que posee una huella de carbono mucho menor que la de combustibles convencionales. Ningún otro combustible admite usos tan variados como el GLP, pues se usa desde un hogar para calefacción o cocina, hasta uso como combustible en transporte o incluso usos industriales (WLPGA, 2015).

Origen del GLP: el 60 % de la producción se obtiene a partir de la extracción del gas natural y petróleo mientras que el resto proviene de la refinación del crudo. Es una práctica común destruir el GLP mediante venteo o quema de antorcha, por ser considerado un producto indeseable o no tener a disposición equipos para el manejo de éste.

- GLP a partir de Extracción de Petróleo y Gas Natural: En el proceso de producción de crudo y gas natural, se obtiene una mezcla formada por varios gases y líquidos, de la que el GLP representa aproximadamente 5%, esta fracción de GLP se separa del gas o del petróleo antes de ser transportado
- GLP a partir de Refinación de Crudo de Petróleo: Entre las varias etapas del proceso de refinación de crudo, se produce GLP como un subproducto del petróleo, pues los gases como el propano y butano se encuentran atrapados en el crudo. En el proceso de refinación los gases componentes de GLP son los primeros que se desprenden y representan un 3% de un barril típico de crudo, aunque con procesos de separación más profundos se puede alcanzar hasta un 40% de GLP (WLPGA, 2015).

II.3.6 Esquemas de aprovechamiento en Venezuela

De acuerdo con el esquema de producción de PDVSA (2016) el gas natural es destinado a distintas áreas: consumo interno de PDVSA en la inyección a yacimientos y combustible, transformación en LGN y al mercado interno. Esto se puede evidenciar en la figura n° 25 a continuación.

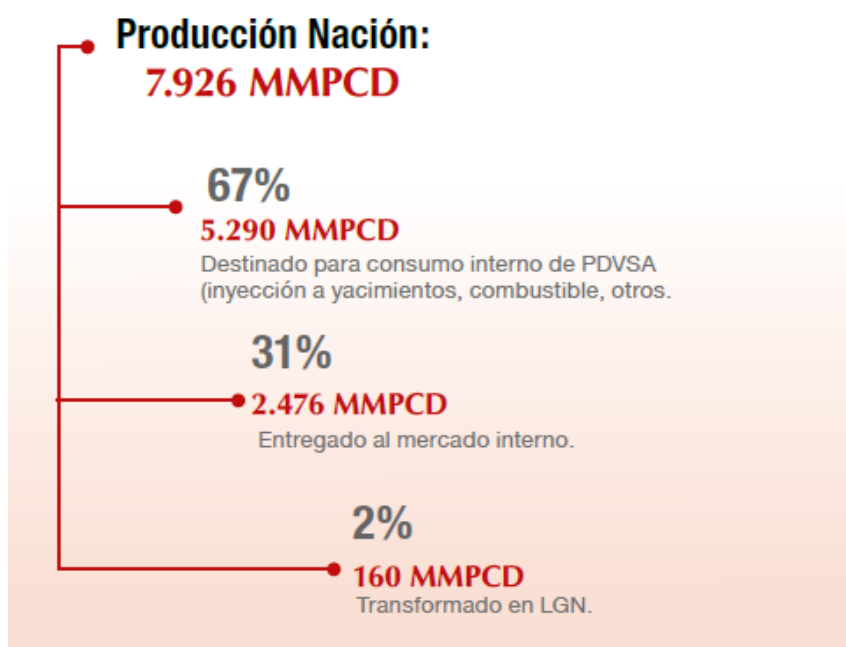


Figura n° 25. Distribución de Producción de Gas Natural (PDVSA, 2016)

Como se puede observar en la figura n° 25 el gas natural producido en el país en su mayoría es utilizado por la industria petrolera para su consumo interno, el resto del gas es distribuido al mercado en dos formas, como gas metano distribuido nacionalmente a través de tuberías y los LGN, los cuales requieren un procesamiento especial previo a su comercialización. Con respecto al aprovechamiento del gas natural en el país, se puede observar en la figura n° 26, el esquema utilizado partiendo desde la extracción del recurso, al momento de salir del yacimiento, los procesos operativos y de mercado que se llevan a cabo para cada subproducto de este, hasta que es recibido por el consumidor final.

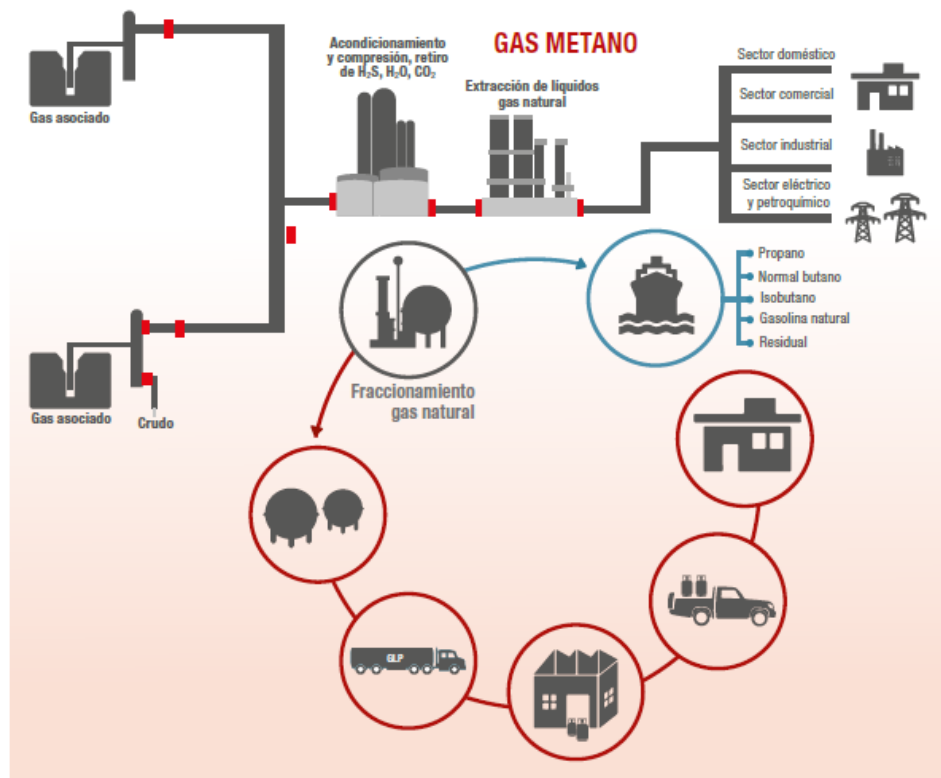


Figura n° 26. Procesos de la Industria del Gas. (PDVSA, 2016)

Distribución de Gas Metano

Para poder realizar el proceso de transporte del gas metano es necesario poseer estructuras de compresión, que permitan el flujo del gas hasta su destino final. Estas estructuras están distribuidas a través del territorio nacional como se indica en la figura n° 27.

El siguiente paso luego del proceso de compresión del gas, es su distribución a través de toda la red de gasoductos y tuberías, encargadas de llevar el gas hasta el consumidor final, los cuales pueden ser clientes industriales, comerciales o domésticos. Es importante destacar que la administración y distribución de este recurso está en manos PDVSA Gas, cuya red de distribución se resume en la figura n° 3.

GRÁFICO • INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN

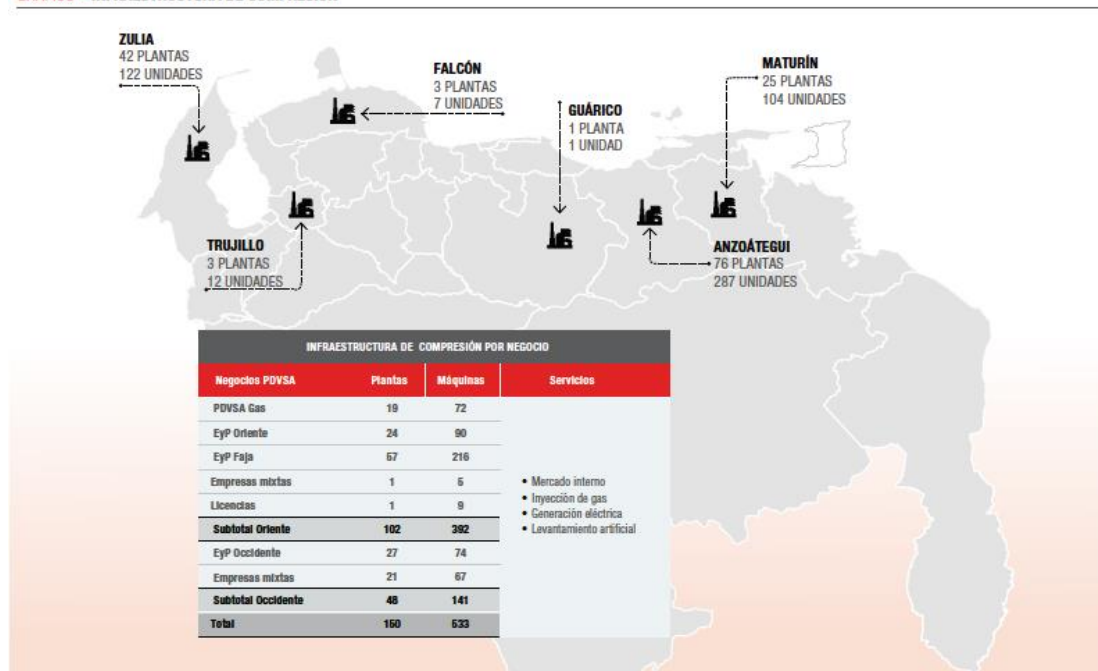


Figura n° 27. Infraestructura de Compresión. (PDVSA, 2016)

Distribución de LGN

En el caso de los líquidos extraídos del gas natural, en el año 2016 se distribuyó un total de 131,3 MBBL/D, destinados a las áreas que se evidencian en la tabla n° 8.

Tabla n° 8. Ventas de LGN por sector.

TABLA • VENTAS DE LGN POR SECTOR

Ventas LGN	MBD
Mercado interno	43
Pequiven	40
Filiales	43
Exportaciones PDVSA Gas	1,8
Exportaciones PDVSA Petróleo	3,2
Industrialización	0,3
Total	131,3

Fuente: (PDVSA, 2016)

Para llevar a cabo la producción de los líquidos del gas natural, es necesario un proceso de acondicionamiento previo y de fraccionamiento para su distribución. La infraestructura disponible en el territorio nacional para llevar a cabo estos procesos a través se resume en la figura n° 28.

GRÁFICO • INFRAESTRUCTURA DE PROCESAMIENTO DE LGN

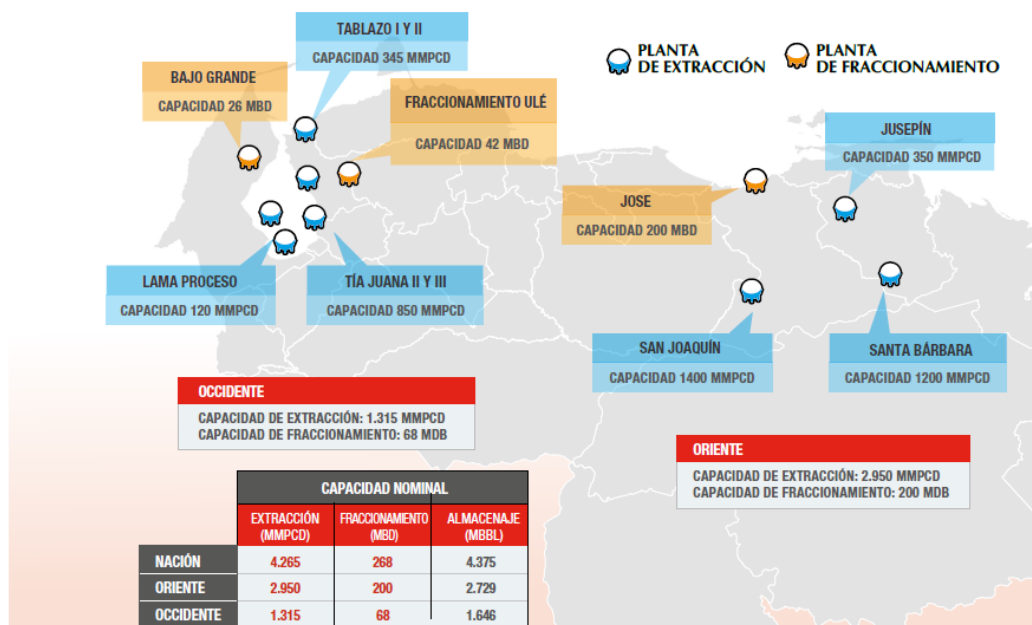


Figura n° 28. Infraestructura de Procesamiento de LGN. (PDVSA, 2016)

Nótese que la extracción de los LGN ocurre solamente en dos regiones del país, Occidente en el estado Zulia y Oriente en los estados Monagas y Anzoátegui. Por otra parte, para el fraccionamiento de LGN existen tres plantas a nivel nacional, dos ubicadas en el estado Zulia llamadas Bajo Grande y Ulé y una ubicada en el Complejo Criogénico José Antonio Anzoátegui en el estado Anzoátegui.

A consecuencia de esto, se complica la distribución de los LGN, teniendo que recurrir a medios de transportes marítimos y terrestres, siendo estos poco eficientes en cuanto a la distribución. Esto ocasiona un desequilibrio, dejando zonas al sur del país desatendidas en cuanto a suministro. Este fenómeno ocurre especialmente en la distribución GLP, combustible utilizado mayormente para consumo doméstico.

Distribución de GLP

PDVSA (2016), asegura que “El servicio de gas doméstico y comercial en la República Bolivariana de Venezuela está siendo cubierto en forma mayoritaria por PDVSA, a través de la filial PDVSA Gas Comunal, que es la encargada del transporte, almacenamiento, envasado y distribución de GLP, desde las plantas de llenado hasta el usuario final.

Durante el año 2016, PDVSA Gas Comunal distribuyó un total de 67.128.040 bombonas; se fabricaron/repararon 234.699 bombonas; se repararon 94.160 válvulas y se fabricaron/repararon 146 tanques de diferentes capacidades para uso residencial, comercial e industrial. Actualmente opera 66 plantas de llenado de GLP, de un total de 91 plantas en el territorio nacional, una flota de 434 chutos, 327 cisternas y 1.990 camiones para el despacho de bombonas y granel.”

Las 66 plantas de llenado de PDVSA Gas Comunal están distribuidas a nivel nacional en todos los estados del país, estas son surtidas de GLP procesado en las tres plantas de fraccionamiento operativas del país Bajo Grande, Ulé y José las cuales son las únicas fuentes de suministro de las 66 instalaciones de llenado de GLP propiedad de Gas Comunal S.A. y también del resto de plantas privadas encargadas de distribuir este recurso, principalmente a través de transporte terrestre.

II.3.7 Quema y Venteo

Según Pieprzyk & Rojas (2015), el gas asociado si no se utiliza normalmente es quemado o venteado a la atmósfera. La quema (flaring, en inglés) del gas asociado se realiza a través de instalaciones especializadas de combustión llamadas quemadores (en inglés se le denominan “Flare Stacks”, en Venezuela se le conocen como “Mechurrios”) y puede suceder continuamente, periódicamente o en intervalos breves. Por otra parte, se le denomina venteo (venting, en inglés) a la liberación intencionada de gas asociado. A través del venteo se producen emisiones muy altas de metano, ya que el gas asociado alcanza la atmósfera sin quemarse. Esta operación posee un mayor impacto climático que la quema, ya que el metano posee un potencial de calentamiento global 34 veces más alto que el dióxido de carbono.

El venteo ocurre cuando la combustión o utilización del gas excedente no es posible técnica o económicamente, por ejemplo cuando las cantidades de gas, la presión de este o su poder calorífico son demasiado pequeñas para mantener la combustión.

La incertidumbre en el registro de las cantidades de gas asociado utilizadas, quemadas y venteadas es muy alta, ya que existen pocas mediciones y con ello poca información confiable disponible. Una de las pocas excepciones son los análisis de imágenes satelitales de la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration, por su sigla en inglés; de los EE.UU.) para la Asociación Mundial para la Reducción de la Quema del Gas del Banco Mundial (Pieprzyk & Rojas, 2015). Se estima que mundialmente entre la distribución del uso y la eliminación del gas asociado, se utilizan dos tercios de la producción mundial, mientras un tercio es quemado o venteado. El grado de aprovechamiento varía sustancialmente según la región, y va desde un 9% en Irak hasta un 99% en Noruega.

A continuación se exponen las razones por la cual se quema o ventea el gas asociado:

- Bajos precios del gas.
- Altos costos de inversión, especialmente cuando no existen las instalaciones para procesarlo y almacenarlo en regiones remotas.
- Falta de mercados cercanos.
- Alto contenido en componentes tóxicos del gas.
- No es posible geológicamente la inyección del gas en el yacimiento.
- Interrupción en la extracción de petróleo y gas.
- Estructuras de monopolio que dificultan o imposibilitan el almacenamiento en la red de gas.
- Altos costos de la licuefacción de gas (Piepyk & Rojas, 2015).

Piepyk & Rojas (2015), sostienen además que la quema y el venteo del gas asociado solo se puede evitar con estrictos requerimientos legales y controles de monitoreo constante. Los datos de la NOAA muestran que las cantidades quemadas entre 2005 y 2010 se redujeron en un 15% hasta por debajo de 140 billones de metros cúbicos, con una leve alza producto de la creciente producción de Shale Oil y Shale Gas en los EE.UU. Mientras hay un éxito de las normas legales en Rusia, en otros países como Venezuela, Irak y Canadá se están incrementando las cantidades de quema. Con esto, la situación mundial se caracteriza por dos tendencias: mientras en campos petroleros más antiguos y de mayor tamaño se utiliza más gas asociado, en muchos de los campos nuevos y más pequeños, se presenta exactamente lo contrario. La faltante infraestructura para la utilización del gas asociado conduce a altas cantidades de quema y dificulta su uso comercial. Con ello se espera que la quema y el venteo incrementen por la creciente producción de petróleo marginal. Desde 2011, la NOAA monitorea la quema con una nueva tecnología de medición satelital denominada VIIRS (Visible Infrared Imaging Radiometer Suite, por su sigla en inglés). Los resultados del VIIRS pueden diferir con las estadísticas aportadas

por cada país por separado. En el caso de Irak, Venezuela, Argelia, Libia y México las estadísticas son tres veces más altas, por otra parte para Rusia son aproximadamente 30% más bajos. A continuación se muestran las figuras n° 29 y 30, obtenidas a partir del monitoreo de la quema de gas asociado.

Mientras que las cantidades de quema de gas asociado pueden registrarse de manera relativamente exacta con la ayuda de los datos de satélite, la medición de las emisiones de metano proveniente del venteo es considerablemente más difícil. El registro de las emisiones de metano se dificulta sobre todo con el hecho de que hay muchas y muy distintas fuentes de producción como de almacenamiento de metano y que estas fuentes están esparcidas muy heterogéneamente a nivel mundial (Piepzyk & Rojas, 2015).

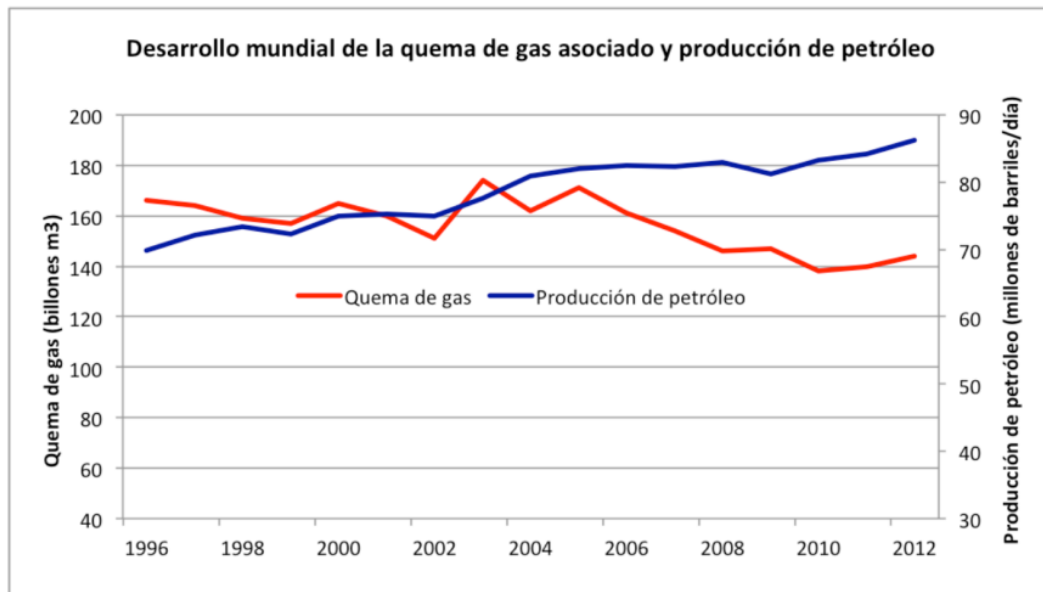


Figura n° 29. Desarrollo Mundial de la Quema de Gas Asociado y la Producción de Petróleo (Piepzyk & Rojas, 2015).

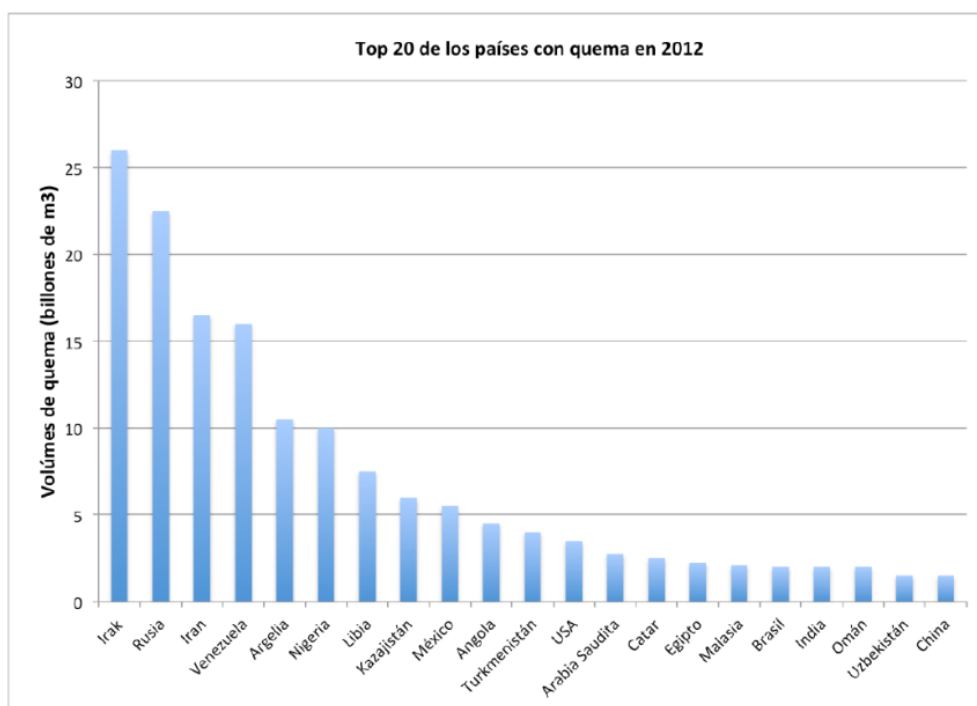


Figura n° 30. Cantidades Mundiales de Quema de Gas Asociado estimadas con VIIRS (Piepyk & Rojas, 2015).

II.3.8 Funcionamiento de las nuevas tecnologías a Evaluar

Gas Plant in a Bottle® (GPB)

Las compañías Ortloff Engineers, Ltd. y SME Products, L.P. (2011) han diseñado en conjunto esta tecnología con el propósito de reducir el espacio físico requerido para el procesamiento de gas, a través del uso integrado de equipos de transferencia de masa y de calor, equipos que comúnmente se pueden encontrar en una típica planta criogénica de gas, la cual puede ser reemplazada en su lugar por una torre vertical o “bottle” (“botella” en inglés).

A partir del concepto de una “botella”, la planta criogénica es reducida a un ensamblaje de procesamiento simple acoplado a un módulo turboexpansor contiguo, reduciendo significativamente el área de la planta criogénica. La mayor parte de las tuberías usadas en una planta típica de gas es eliminada, colocando la mayor parte de los equipos de servicio dentro de la torre, incluyendo la tubería de

gas residual. Algunos de los beneficios de este concepto son un menor costo de la planta, menor espacio físico requerido, menos tuberías, menores caídas de presión en la tubería lo que requiere menor poder de compresión, menos conexiones con bridas lo que reduce la posibilidad de fugas y emisiones a la atmósfera, y tiempos menores de construcción.

Proceso Realizado por la Tecnología

Concepto de la “botella”

Gas Plant in a Bottle (GPB) usa una combinación de dispositivos de transferencia de calor y transferencia de masa incluidos en el ensamblaje de fraccionamiento. La mayoría de los intercambiadores de calor, componentes de separación, transferencia de masa y equipos de destilación están incluidos en el ensamblaje de procesamiento. Una característica clave de GPB es el módulo intercambiador de calor y masa (HMT por su sigla en inglés, Heat and Mass Transfer) el cual está incorporado en la sección de separación de la columna de fraccionamiento, lo cual provee una fuente externa de calor para generar la separación de los vapores y el contacto de la transferencia de masa para mejorar el fraccionamiento.

Comparación entre un proceso de turboexpansión convencional y el proceso GPB

Todos los procesos de flujo para la tecnología GPB son idénticos o equivalentes para una planta de procesamiento de gas tradicional, con la diferencia de que la posición de alguno de los equipos fue cambiada o eliminada completamente en el proceso GPB. A continuación en las figuras n° 31 y 32 se muestran los esquemas de arreglo tradicional y GPB.

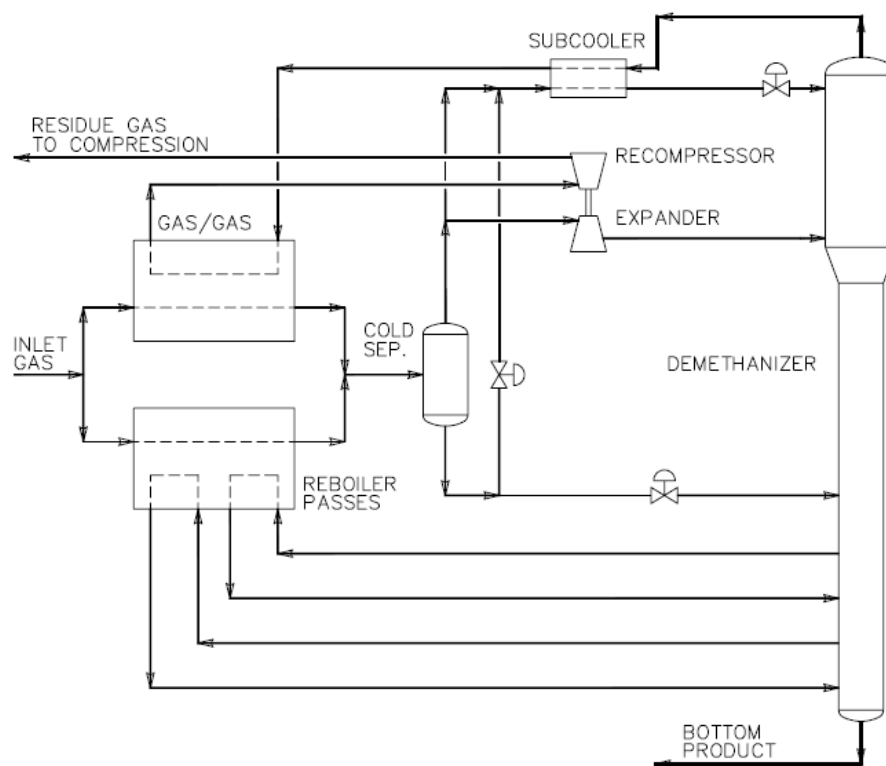


Figura n° 31. Esquema de Turboexpansión Tradicional (Ortloff Engineers, Ltd, 2011)

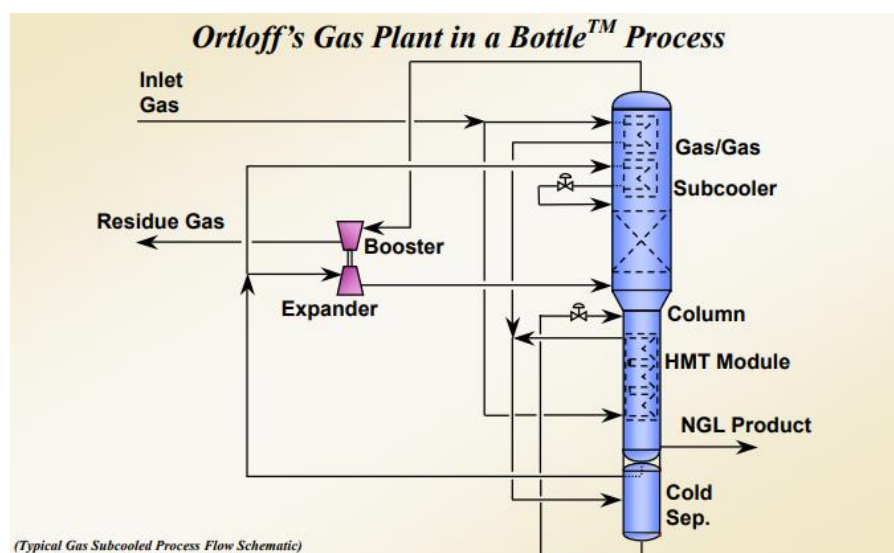


Figura n° 32. Esquema Gas Plant in a Bottle (Ortloff Engineers, Ltd, 2011)

El conjunto de equipos clave en el diseño del arreglo para la recuperación de etano en el proceso tradicional son el intercambiador de calor gas/gas, el separador frío, el turboexpansor, el recompresor, la columna de fraccionamiento demetanizadora, el subenfriador, y los rehervidores demetanizadores. En el caso de GPB, se reemplazan los rehervidores tradicionales y la sección de transferencia de masa para la separación por un módulo HMT.

En la mayoría de los diseños tradicionales, todos los equipos intercambiadores de calor están colocados a nivel gradual. Para el arreglo de botella, los equipos intercambiadores de calor están colocados encima del conjunto del recipiente presurizado y debajo de la sección demetanizadora. Para GPB la corriente de alimentación se divide en dos corrientes, en la cual la primera corriente de alimentación pasa por el intercambiador de calor gas/gas cerca del tope del ensamblaje de procesamiento, mientras la segunda corriente fluye a través del módulo HMT en la base de la sección de separación demetanizadora. La corriente de la torre demetanizadora fluye a través del paso de gas residual del subenfriador y del intercambiador de gas/gas antes de salir del conjunto del recipiente presurizado.

La sección de fraccionamiento de la columna demetanizadora está colocada entre el proceso GPB, debajo del conjunto del recipiente presurizado y encima del separador frío tal como se muestra en la figura n° 32. La sección demetanizadora y el sistema de reflujo son similares para el diseño tradicional. La sección de extracción demetanizadora tradicional debajo de la alimentación del expansor se reemplaza con un módulo HMT que utiliza el calor de la corriente de alimentación de entrada para vaporizar los productos ligeros, como el metano, del líquido que ingresa al módulo HMT.

La disposición reemplaza todos los rehervidores tradicionales y los componentes de transferencia de masa en la sección de extracción de la columna de desmetanizador. Tanto los rehervidores laterales como los inferiores, junto con los internos de la columna de fraccionamiento, ya sea empacaduras o bandejas, se

reemplazan con un concepto novedoso que integra transferencia de calor y masa en un único módulo ubicado en la sección de extracción de la columna de desmetanizador debajo de la alimentación del expansor. Como se indicó anteriormente, una porción de la corriente de alimentación ingresará a la columna en la base del módulo HMT y proporcionará entrada de calor al desmetanizador para separar los componentes ligeros de los líquidos en la sección inferior de la columna, mientras que simultáneamente utiliza el líquido frío del desmetanizador para enfriar y condensar parcialmente esta porción del gas de alimentación antes de que entre en el separador frío.

Beneficios del Proceso GPB

La disposición compacta de GPB reduce significativamente el consumo de energía requerido para alcanzar un alto nivel de recuperación, aumentando así la eficiencia del proceso, reduciendo el consumo de combustible y reduciendo el costo operativo de la instalación. La reducción en el consumo de energía es el resultado de una menor caída de presión del sistema debido a la eliminación de la tubería de interconexión y la eficiencia del rendimiento del módulo HMT. Normalmente, la potencia de compresión del gas residual se reduce entre un 5% y un 9% en comparación con una planta de recuperación de líquidos tradicional.

El uso del módulo HMT en cambio es más eficiente que la disposición tradicional del rehervidor al proporcionar transferencia de calor y masa en todo el módulo. El módulo HMT es análogo a tener múltiples hervidores laterales en toda la sección de separación del fraccionador, lo que mejora la integración general del calor de la planta. La eficiencia mejorada en la sección de separación del fraccionador da como resultado una reducción en el consumo de energía o una mejora en la recuperación del producto en comparación con una planta de recuperación de líquidos tradicional.

Ventajas en la construcción de GPB

El GPB se construye en una instalación de fabricación fuera del sitio, lo que reduce la cantidad requerida de componentes de construcción en el sitio y el

trabajo de construcción en el sitio. Todas las tuberías de proceso asociadas con la parte de recuperación de líquidos de la planta de gas están pre-diseñadas y pre-ajustadas para minimizar el trabajo de campo en el sitio. El concepto de instalación de proceso único reduce la cantidad requerida de componentes que se enviarán al sitio de la planta y permite que el GPB se reubique fácilmente en un sitio diferente si es necesario. A continuación la figura n° 33 se muestra una comparación del espacio requerido para una planta tradicional y GPB.

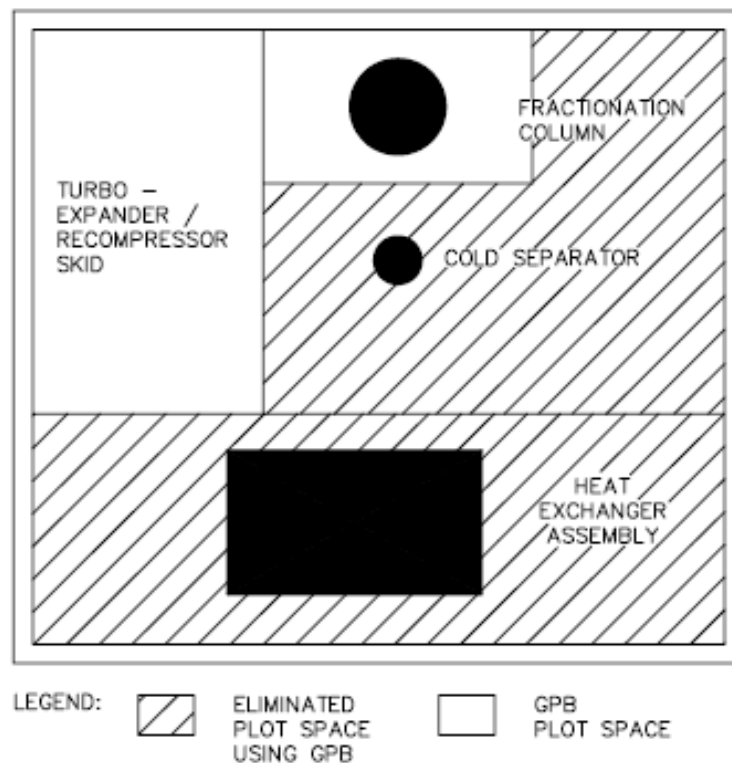


Figura n° 33. Esquema del Espacio reducido usando GPB en comparación con una planta tradicional. (Ortloff Engineers, Ltd, 2011)

Desventajas del GPB

Es importante destacar que GPB al ser una tecnología de extracción profunda de LGN, no incluye un sistema de fraccionamiento para la extracción de GLP, el cual es el objeto de la presente investigación. Es necesario añadir al sistema conjunto de torres fraccionadoras que permitan separar los LGN

Imagen Referencial del Sistema

En la figura n° 34 se muestra una imagen de Gas Plant in a Bottle.



Figura n° 34. Ortloff. Gas Plant in a Bottle. (Ortloff Engineers, Ltd, 2011)

LPG-SEP™. LPG Recovery from Associated Gas

La compañía Membrane Technology & Research, Inc (2016) diseñó esta tecnología con la finalidad de solucionar un problema planteado de la siguiente manera: *“El gas asociado a menudo no puede usarse en pozos remotos y la corriente total tiene que ser quemada, desperdiciando un recurso valioso y contaminando el ambiente... La recuperación de GLP a partir de estos gases de combustión ahorra valiosos hidrocarburos y permite utilizarlos localmente”*

De acuerdo con Membrane Technology & Research, Inc (2016), creador de esta tecnología, el sistema es considerado una buena opción para reducir la emisiones de “flare gas” mejor conocido como gas de quema, reduciendo considerablemente las emisiones de carbono mientras que la mayor parte de los BTU del gas asociado se recupera para uso local, mientras que para algunos casos de gas asociado el LPG-Sep ™ permite que el metano remanente sea recuperado fácilmente en unidades de gas natural licuado, con la finalidad de utilizarlo como combustible para consumidores cercanos.

Proceso Realizado por la Tecnología

El LPG-Sep TM consiste básicamente en 4 pasos descritos a continuación:

1. Se recibe el gas de venteo y se envía un sistema de compresión a 350 psi aproximadamente
2. El gas comprimido pasa a un sistema de enfriamiento donde se condensará el C₃+ aplicando un proceso de enfriamiento por agua a 60 °F.
3. Este flujo criogénico se divide en dos, un gas pobre y unos LGN condensados; en el caso del gas condensado o líquidos de gas natural, pasan a un proceso de fraccionamiento donde se produce el GLP requerido y condensados para almacenamiento y comercialización.
4. Con respecto al gas pobre que se obtiene del proceso de enfriamiento, es enviado a un separador de membrana, el cual tiene la finalidad de separar los líquidos remanentes en esta corriente para reinyectarlos al sistema de compresión, mientras que el metano y etano correspondiente al gas seco, será destinado a producción para consumo interno o local.

En el siguiente esquema observado en la figura n°35 se puede observar el proceso descrito para el procesamiento del gas aplicado por LPG-Sep TM.

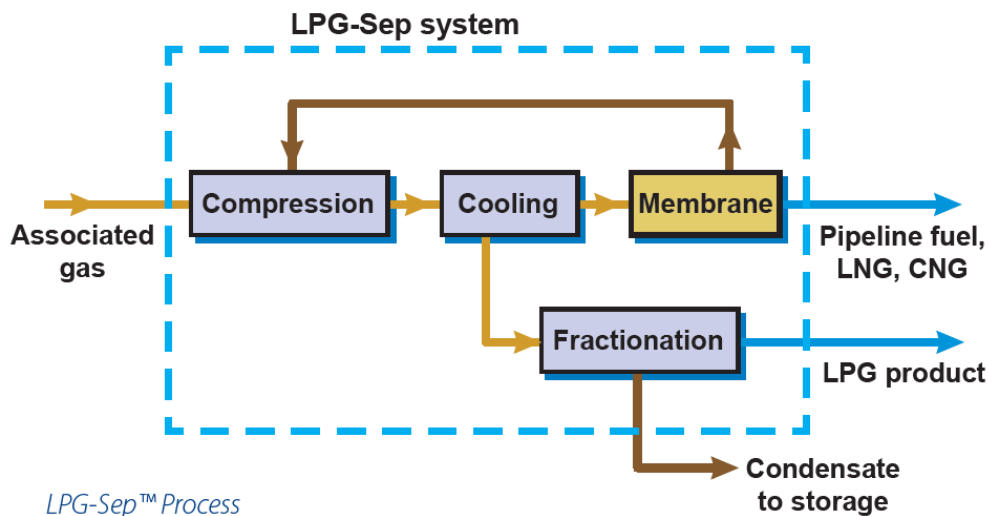


Figura n° 35. Proceso LPG-Sep TM (Membrane Technology & Research, Inc, 2016)

Imagen Referencial del Sistema

En la figura n° 36 se muestra una imagen del Sistema LPG-Sep.



Figura n° 36. Demostración LPG-Sep TM. Unidad Operando en Locación en Golfo de USA.

(Membrane Technology & Research, Inc, 2016)

Unidad de Bloques Para la Producción de Propano-Butano desde Gas Asociado de Petróleo ®

Esta tecnología desarrollada por el Ingeniero de Procesos Vladimir Valentinovich Velichko en la ciudad de Orenburg, Rusia, es un prototipo diseñado para el Instituto de Investigación y Diseño Volga-Ural de Petróleo y Gas ("VolgoUralNIPigaz" LLC) consiste en la aplicación de bloques de pequeña capacidad de procesamiento (10 millones de metros cúbicos por año) para la producción de aproximadamente 550 kg/hora de la mezcla de propano butano. El autor plantea que en la actualidad, los usuarios del subsuelo tienen un creciente interés en el problema del procesamiento comercial (utilización) del gas de petróleo asociado. Es por ello que la instalación de bloques desarrollados es una solución técnica que permite simplificar significativamente y reducir el costo del procesamiento de pequeños volúmenes de gas para producir un producto básico a partir de él.

Es importante destacar que la clave de esta tecnología es la incorporación al sistema de un elemento poco tradicional pero de alta eficiencia comprobada en sistemas de aire acondicionado, como lo es el Tubo Vórtice de Tres Corrientes.

El tubo Vórtice de Tres Corrientes mejor conocido como Tubo de Ranque-Hilsch, es un dispositivo que separa en ausencia de partes móviles, un flujo de gas en dos porciones; una más caliente y una más fría. El gas es introducido dentro de un tubo abierto en sus extremos mediante una boquilla tangencial al tubo. Como resultado de lo anterior, se generan dentro del tubo flujos en forma de torbellino. Un orificio cercano a la boquilla de entrada permite la salida del gas frío, el extremo opuesto permite la salida del gas caliente. (García Contreras & Muñoz, 2009)

Al entrar el gas al tubo se generan flujos en forma de torbellino los cuales viajan en direcciones contrarias, a la misma velocidad angular. Por el principio de conservación del momento angular la velocidad rotacional del vórtice interno debería aumentar, pero en el tubo la velocidad de vórtice permanece igual. El momento angular que el vórtice interno deja de ganar, se manifiesta en el vórtice exterior en forma de calor. Así, el vórtice exterior se calienta y el interno se enfría. Debido a que el flujo es turbulento, remolinos pueden viajar de un vórtice al otro. De esta forma, micro volúmenes del fluido viajan desde el centro hacia el exterior (en la cual la presión relativa es mayor), los cuales son comprimidos produciendo calentamiento, mientras que los micro volúmenes que se mueven hacia el centro del tubo disminuyen su presión, por lo que sufren enfriamiento. El proceso se puede ver gráficamente en la figura n° 37 a continuación.

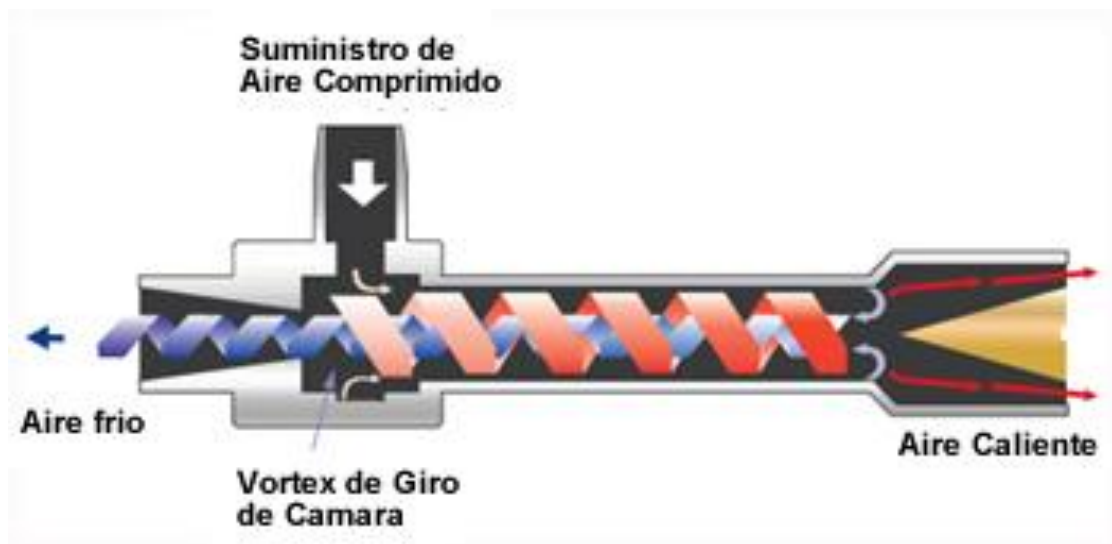


Figura n° 37. Cómo Funciona el Mini Enfriador. (DAFFIETOOLS, S.A, 2017)

Este proceso de separación realizado por el Tubo de Ranque-Hilsch es la clave que aumenta la eficiencia de separación de la fase líquida (Corriente Fría) y gaseosa (Corriente Caliente) del gas asociado de la corriente dentro del proceso llevado a cabo por ésta tecnología de bloques.

Proceso Realizado por la Tecnología

El esquema de tratamiento que recibe el gas en la aplicación de ésta tecnología se puede observar en la figura n° 38, mientras que en la figura n° 39 se observa la lista de elementos que componen el sistema para cada bloque de procesamiento. Cabe destacar que la figura n° 39 originalmente se encontró en idioma ruso, por lo tanto se realizó una traducción a los nombres de los componentes al idioma castellano, que luego se anexó a la figura.

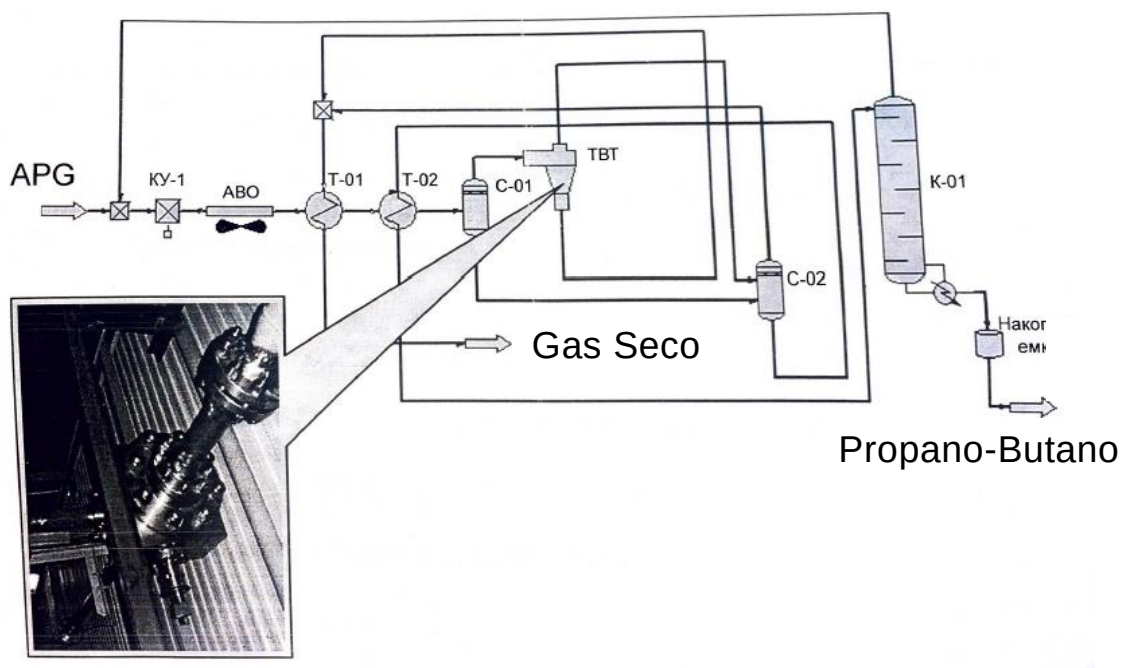


Figura n° 38. Diagrama Esquemático del Proceso Tecnológico (Velichko Vladimir , 2010)

Состав блочной установки (основные узлы)

Composición de unidades básicas de bloques

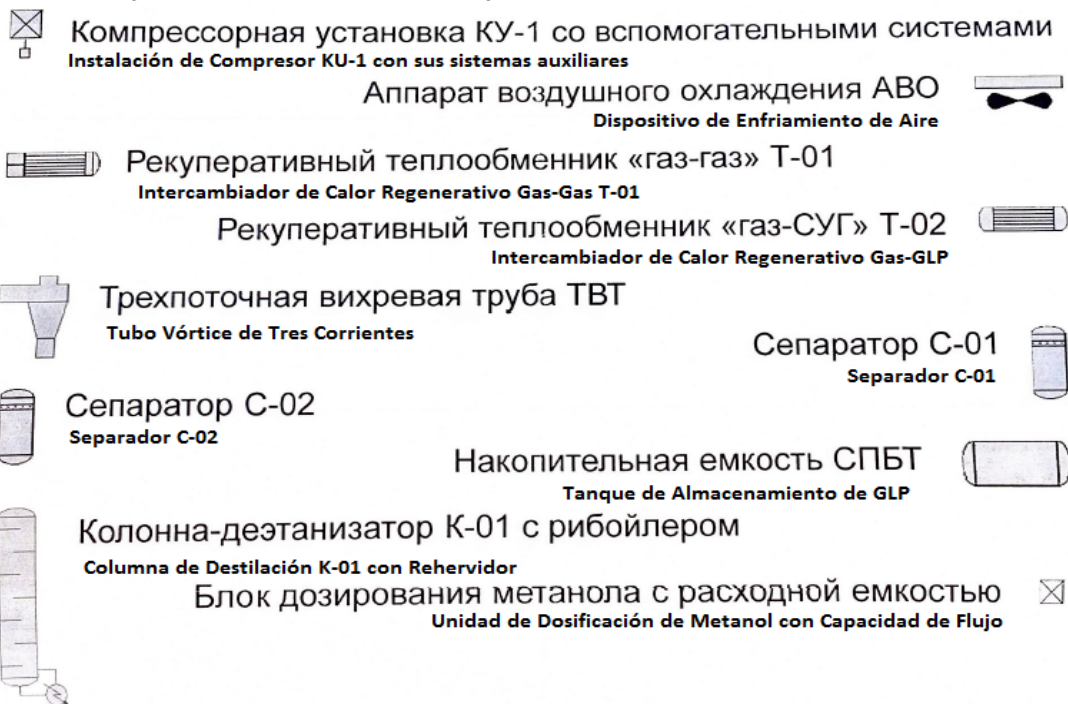


Figura n° 39. Composición de Unidades Básicas de Bloques (Velichko Vladimir , 2010)

El proceso consiste en los siguientes pasos:

1. El sistema recibe el gas asociado del petróleo a través de una corriente con un determinado flujo, a esta corriente se le añade una dosis de metano extraída de la torre de fraccionamiento ubicada al final del proceso haciendo uso de un dosificador de metano.
2. Posteriormente se envía el gas a un compresor denominado KU-1.
3. El gas comprimido previamente pasa por un enfriador de aire hasta bajar su temperatura y luego ser enviado a un intercambiador de calor regenerativo Gas-Gas denominado T-01.
4. En el intercambiador de calor regenerativo se añade una dosis de metano también extraído de elementos posteriores en el proceso, esto con la finalidad de dividir la corriente en dos flujos, uno con baja temperatura y compuesto por los elementos más pesados de la corriente (Líquidos de Gas Natural) y otro con mayor temperatura que se mezclara con el metano añadido y será liberado como gas seco para ser utilizado como consumo local o simplemente ser venteado en menor cantidad a la inicial.
5. El gas a menor temperatura que proviene del intercambiador de calor T-01 va a ser dirigido a un segundo intercambiador de calor regenerativo del tipo Gas-GLP. Éste intercambiador recibirá una corriente de componentes más pesados provenientes de un separador ubicado posteriormente en el sistema denominado C-02, el elemento expulsará dos corrientes de gas: la primera y más pesada compuesta en su mayoría por líquidos, será enviada a la torre de destilación ubicada al final del proceso conocida como K-01; mientras la otra parte de la corriente será enviada al separador C-01.
6. El separador C-01 es el encargado de separar los componentes de acuerdo a su fase, líquida o gaseosa, dejando en el fondo los líquidos que serán enviados al separador posterior C-02, mientras que los componentes gaseosos son enviados al tubo vórtice de tres corrientes.

7. El tubo vórtice de tres corrientes (TBT denominado así por sus siglas en ruso) se basa en el principio de Ranque-Hilsch, por lo que a partir de él salen dos corrientes una fría que contiene los líquidos remanentes en el gas para ser reincorporados al proceso en el separador C-02, por otro lado la corriente caliente expulsada del tubo de Ranque-Hilsch compuesta en su mayoría por elementos livianos del gas como el metano será enviada al dosificador de metano que inyectara este compuesto a la corriente a través del intercambiador de calor T-01.
8. Finalmente la corriente proveniente del intercambiador de calor T-02 entrará a la torre de destilación encargada de separar los líquidos de propano y butano de la corriente para hacerlos fluir por el rehervidor y finalmente obtener la producción de GLP. Con respecto al gas más liviano de la torre, será reinyectado al dosificador de metano inicial para así completar el ciclo

Imagen Referencial del Sistema

En la figura n° 40 se muestra una imagen con el diseño de la Unidad de Bloque para la extracción de GLP

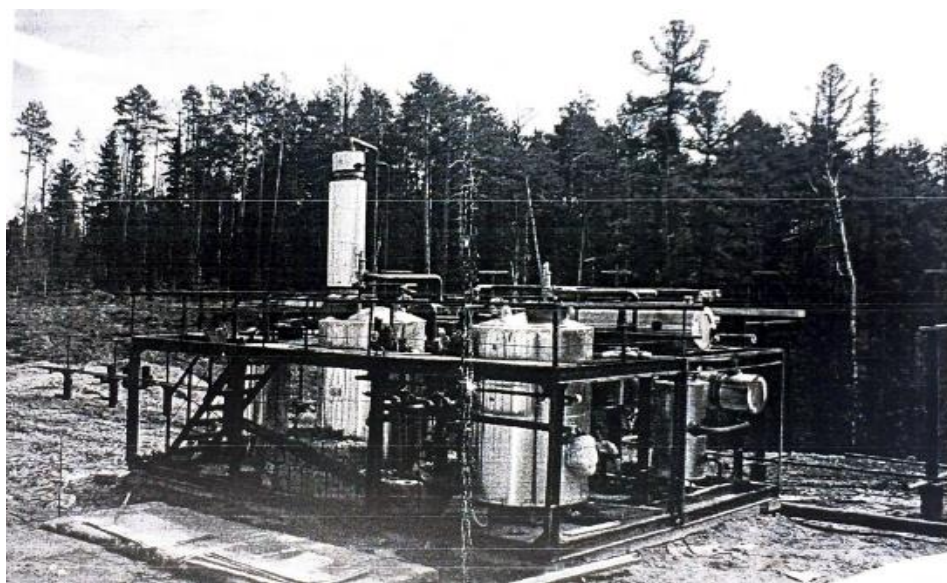


Figura n° 40. Diseño de la Unidad de Bloque (Velichko Vladimir , 2010)

II.3.9 Definición de los componentes de las nuevas tecnologías

A continuación, se presenta un resumen de las características de cada uno de los equipos que forman parte de las nuevas tecnologías:

- Intercambiador de Calor: Equipo en el que circulan dos fluidos en condiciones de temperatura diferentes, uno por el lado tubos y el otro por el lado coraza, con el fin de intercambiar calor a través de las paredes metálicas de los tubos de transferencia, sin que ocurra un contacto directo entre ellos. (Universidad Autónoma Juan Misael Saracho, 2004). Generalmente están contruidos con tubos, placas tubulares y cuerpo de acero inoxidable y tapas de fundición de hierro, lo que permite su uso con biogás, gases de diesel y gas natural. (Direct Industry, 2018). Dependiendo de las características de los fluidos y la presión de los mismos varia la resistencia de los materiales para cada uno, es por eso que para fluidos gaseosos el costo de materiales es mayor que para fluidos en estado líquido.
- Separador: Recipiente que separa los fluidos del pozo en gas y líquido total. Un separador de dos fases puede ser horizontal, vertical o esférico. El líquido (petróleo, emulsión) sale del recipiente por el fondo a través de una válvula de control de nivel o de descarga. El gas sale por la parte superior del recipiente y pasa a través de un extractor de niebla para retirar las pequeñas gotas de líquido del gas. Los separadores se pueden clasificar según su presión operativa. Las unidades de baja presión manejan presiones de 10 a 180 psi [69 a 1241 kPa]. Los separadores de media presión operan de 230 a 700 psi [1586 a 4826 kPa]. Las unidades de alta presión manejan presiones de 975 a 1500 psi [6722 a 10.342 kPa]. (Schlumberger, 2018). En el caso de necesitar elementos accesorios para fines específicos, como el caso de enfriamiento, el costo del sistema aumentará.

- TurboExpansor: Un expansor turbo básico tiene dos partes: una carcasa exterior, que contiene el gas, y una turbina de expansión, que "captura" el gas a medida que pasa por ella. El gas ejerce presión sobre la turbina de expansión, causando que gire. Después de empujar en la turbina de expansión, el gas sale a través de un agujero en la carcasa. Debido a que ha gastado una cierta cantidad de su energía almacenada para girar el eje, el gas que sale del expansor turbo sale a una temperatura mucho menor de la que entró. (Rowe, 2018)
- Subenfriador: Esta herramienta funciona como un intercambiador de calor entre un fluido frío (gases pesados en estado líquido) y uno de mayor temperatura, aumentando el rendimiento del sistema haciendo uso del proceso de subenfriamiento. En un proceso de subenfriamiento la temperatura de un líquido puede reducirse más allá del punto normal de congelación mientras este permanece sin congelarse o sin solidificarse y aún el estado líquido.
- Módulo HMT: Una característica clave de GPB es el módulo intercambiador de calor y masa (HMT por su sigla en inglés, Heat and Mass Transfer) el cual está incorporado en la sección de separación de la columna de fraccionamiento, lo cual provee una fuente externa de calor para generar la separación de los vapores y el contacto de la transferencia de masa para mejorar el fraccionamiento.
- Compresor: Los compresores pueden ser usados para aumentar la presión o flujo de un gas. Los compresores en general son similares a bombas que utilizamos para bombear líquidos. Los compresores pueden ser de desplazamiento positivo, los cuales son los más comunes y dentro de los cuales están los rotativos (lóbulos, tornillo o paletas) y los alternativos (pistones), el cual es el recomendado para esta investigación. Por otra parte están los dinámicos que pueden ser Radiales (centrífugos) o de Flujo Axial. Una de las ventajas que tienen los compresores dinámicos es que su

flujo es continuo. Estos compresores tienen pocas piezas en movimiento, reduciendo la pérdida de energía con fricción y calentamiento.

- Unidad de Enfriamiento: Mejor conocidos como Chillers, trabajan a partir de dos técnicas: absorción o compresión. Para el caso del gas estudiado en esta investigación, es necesario un proceso de enfriamiento por compresión, debido a que la baja riqueza del gas requiere un proceso de criogenia.
- Membrana: Una membrana es una lámina flexible que permite el paso preferencial de ciertas sustancias presentes en una disolución frente a otras, debido a la complejidad en su diseño su valor es considerable, sin embargo por ser una tecnología ya desarrollada en los últimos años, sus costos de inversión han disminuido. Debido a que es una lámina porosa, corre riesgos de taponamiento, aumentando así los costos de mantenimiento de la misma.
- Torre Fraccionamiento: El fraccionamiento utiliza la diferencia de puntos de ebullición de dos o más componentes para efectuar una separación y se lleva a cabo por medio de la utilización de torres de fraccionamiento. En los sistemas tecnológicos que han sido evaluados en esta investigación, se pueden observar dos tipos de torres de fraccionamiento: torre desmetanizadora y torre deetanizadora. La columna desmetanizadora es una columna de destilación de baja temperatura que realiza la separación entre metano y etano. El metano y los componentes más livianos que él, como el nitrógeno, son los principales productos de cabeza de la torre, mientras que el etano y los componentes más pesados, como el propano, butanos, e hidrocarburos más pesados, son los principales componentes del fondo de la columna. Mientras que la torre deetanizadora es encargada de separar los componentes más volátiles de la corriente, etano y metano. En cuanto a costos es más compleja la separación de la torre demetanizadora porque la diferencia entre los puntos de ebullición es menos notable que en la torre deetanizadora.

- Tubo Vórtice de Tres Corrientes: Tubo de Ranque-Hilsch, es un dispositivo que separa en ausencia de partes móviles, un flujo de gas en dos porciones; una más caliente y una más fría. Es un elemento comúnmente utilizado en el tratamiento de aires acondicionados, el cual se ha adaptado al uso en gas natural en la tecnología de origen ruso de unidades en bloques, por ser un elemento sin partes móviles requiere poco mantenimiento, sin embargo por ser un diseño que requiere una gran resistencia por las fuerzas a la que será sometido, requiere un costo de inversión notable.
- Rehervidor: Equipo cuyo propósito es vaporizar parte de los líquidos que están en el fondo de una torre de fraccionamiento, produciendo vapores que fluyen desde el fondo al tope.
- Dosificador de Metano: Funciona como una válvula que permite la reinyección a la corriente inicial, del metano extraído de la corriente en la torre deetanizadora ubicada al final del proceso tecnológico de unidades de bloques.

II.4. Marco Legal

De acuerdo con la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (CRBV) en su artículo 302, el Estado debe promover la manufactura nacional de materias primas provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, con el fin de asimilar, crear e innovar tecnologías. Esta actividad puede ser realizada, según el artículo 303 de la CRBV, a través de filiales, asociaciones estratégicas y empresas encargadas del manejo de negocios de Petróleos de Venezuela, S.A., en las cuales no necesariamente el Estado debe conservar la mayoría accionaria, dejando abierta la posibilidad de terceros en la generación de valor a los recursos asociados a la actividad primaria.

Es importante aclarar que según la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), en su artículo 2, las actividades relativas a los hidrocarburos gaseosos se rigen por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG). No obstante, para efectos del presente trabajo la normativa legal se rige principalmente por la LOH, dado a que la corriente de gas utilizada para el proceso de extracción de los Líquidos del Gas Natural está asociada a la actividad primaria de extracción de hidrocarburos líquidos.

La intención del presente Trabajo Especial de Grado es dar cumplimiento al artículo 3 de la LOHG, mediante el aprovechamiento intensivo y eficiente de los hidrocarburos gaseosos, como combustible para uso doméstico o industrial, así como materia prima a fines de su industrialización y para su eventual exportación en cualquiera de sus fases.

La LOH en su artículo 3 y la LOHG en su artículo 1 establecen que los yacimientos de hidrocarburos existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, de la zona marítima contigua y en la plataforma continental pertenecen a la República son bienes de dominio público y por tanto inalienables e imprescriptibles. Es por ello, que según el artículo 5 de la LOH, el Estado como ente regulador de los hidrocarburos debe promover la transformación de las materias primas provenientes de los hidrocarburos, así como la incorporación de

tecnologías avanzadas. Según el artículo 8 de la LOH: “Corresponde al Ministerio de Petróleo la formulación, regulación y seguimiento de las políticas y la planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos, lo relativo al desarrollo, conservación, aprovechamiento y control de dichos recursos; así como al estudio de mercados, al análisis y fijación de precios de los hidrocarburos y sus productos. En tal sentido, el Ministerio de Petróleo es el órgano nacional competente en todo lo relacionado con la administración de los hidrocarburos y en consecuencia tiene la facultad de inspeccionar los trabajos y actividades inherentes a los mismos, así como las de fiscalizar las operaciones que causen los impuestos, tasas o contribuciones establecidos en este Decreto Ley y revisar las contabilidades respectivas. El Ministerio de Petróleo realizará la función de planificación a que se refiere este artículo, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.”. Las atribuciones antes mencionadas también son conferidas al Ministerio de Petróleo con respecto a los hidrocarburos gaseosos, en el artículo 6 de la LOHG.

El artículo 9 de la LOH señala que las actividades relativas a la extracción de hidrocarburos en estado natural, recolección, transporte y almacenamiento iniciales se denominan actividades primarias. Es por ello que en el presente trabajo el manejo de la corriente de gas que se pretende obtener a nivel de boca de pozo, forma parte de la actividad primaria en las cuales para efectos de la presente ley, donde el Estado se reserva completamente su actividad. Sin embargo, los artículos 10 y 50 de la LOH y el artículo 30 de la LOHG, establecen que las actividades relativas a la destilación, purificación y transformación de los hidrocarburos así como la industrialización de hidrocarburos gaseosos, realizadas con el propósito de añadir valor a los hidrocarburos así como la comercialización de los productos obtenidos, pueden ser realizadas por el Estado y los particulares conjunta o separadamente en cualquier proporción, lo que deja abierta la posibilidad de la participación del capital privado en esta etapa.

Por tal motivo, se plantea que el trabajo de transformación de la corriente de gas asociado sea preferiblemente realizado por el Estado, a través de Petróleos de Venezuela, S.A.; a través de una asociación con un particular que participe como socio directo, mediante la figura de Empresa Mixta, o como empresa de servicio encargada del proceso de transformación de la materia prima; de conformidad con el artículo 18 de la LOH, que establece que el Ejecutivo Nacional debe adoptar medidas que propicien la formación de empresas operadoras y de servicios con capital nacional, así como involucrar a empresas de capital nacional en sus procesos de contratación.

Quienes deseen realizar las actividades de industrialización deberán obtener el permiso correspondiente del Ministerio de Petróleo, previa definición de proyecto o destino determinado de los hidrocarburos gaseosos, según el artículo 27 de la LOHG. Los permisos de industrialización del gas pueden ser revocados por el Ministerio de Petróleo cuando se realice su cesión o traspaso sin la autorización requerida para ello, o cuando se demuestre el incumplimiento del programa de ejecución del proyecto, de acuerdo con el artículo 28 de la LOHG.

Para hacer el uso práctico del gas natural de venteo, según el artículo 19 de la LOH y el artículo 15 de la LOHG, la práctica debe hacerse de forma continua y eficiente utilizando las mejores prácticas científicas y técnicas disponibles sobre seguridad e higiene, protección ambiental y aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos.

Quienes realizan actividades primarias conjuntamente con actividades conjuntamente con actividades industriales y comerciales, deben llevar y presentar al Ejecutivo Nacional las cuentas relativas a tales actividades, según el artículo 20 de la LOH y el artículo 14 de la LOHG. De igual manera, según el artículo 21 de la LOH y el artículo 10 de la LOHG establecen que, deben permitir el uso de sus instalaciones a otros almacenadores, transportistas o distribuidores, cuando dichas instalaciones tengan capacidad disponible para ello.

En el artículo 22 de la LOH, se señala que en el caso de conformación de una empresa mixta para la actividad propuesta, el Ejecutivo Nacional debe tener control de sus decisiones, manteniendo una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, y las empresas que se dediquen a la actividad primaria serán catalogadas como empresas operadoras. La constitución de empresas mixtas y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias requerirán la aprobación previa de la Asamblea Nacional, en conformidad con el artículo 33 de la LOH. El Estado puede transferir a las empresas operadoras, el derecho al ejercicio de las actividades primarias así como la propiedad u otros derechos relativos a los bienes muebles o inmuebles del dominio privado de la República, requeridos para el ejercicio de las actividades, según el artículo 24 de la LOH y el artículo 48 de la LOHG. Por otra parte en el artículo 25 de la LOH, las empresas operadoras tienen la potestad de realizar las gestiones necesarias para el ejercicio de las actividades y celebrar contratos para el cumplimiento de las mismas. Si el Estado desea asumir la actividad, puede crear empresas de su exclusiva propiedad y adoptar para ellas las formas jurídicas que considere convenientes, según el artículo 27 de la LOH y el artículo 43 de la LOHG. Esta actividad estará sujeta a la inspección y fiscalización por parte del Ministerio del Petróleo, de acuerdo a lo establecido en los artículos 30 de la LOH y 47 de la LOHG.

Los artículos 51, en su ordinal número 2, y 52 de la LOH y el artículo 32 de la LOHG, establecen el papel del Ejecutivo Nacional en el fomento de las actividades que apoyen el desarrollo del sector industrial nacional además de dar prioridad a los proyectos de industrialización de los hidrocarburos refinados y den a éste mayor valor agregado a los productos finales, además de que sean competitivos en el mercado exterior. En el artículo 31 de la LOHG, se especifica la obligación que tiene el Ejecutivo Nacional en el establecimiento de la reglamentación necesaria para la industrialización de los hidrocarburos gaseosos en el país.

En el caso del mercado interno, las regulaciones, fijación de precios y las medidas para garantizar el servicio eficiente e ininterrumpido del producto final serán establecidas por el Ejecutivo Nacional, de conformidad con los artículos 59 y 60 de la LOH y el artículo 12 de la LOHG.

Para los efectos de esta investigación, la obtención, distribución y comercialización de Gases Licuados del Petróleo (GLP) es el producto final principal, es por ello que en materia de legislación las características y propiedades que deben tener se mencionan a continuación.

Las características de composición establecidas por el Servicio Autónomo Nacional de Normalización, Calidad, Metrología y Reglamentos Técnicos (SENCAMER), se resumen en la tabla n° 9.

Con respecto al odorante que se añade al gas como medida de seguridad: “Las concentraciones de gases odorantes usados en los gases de petróleo licuados no deben ser nocivas a la salud, ni indeseables en los procesos industriales en los cuales pueden ser usados dichos combustibles, ni deben causar corrosión interna del recipiente.” (Normas para el transporte terrestre, almacenamiento e instalación de sistemas de gases de petróleo licuados., 1977). La concentración del agente odorante debe ser 12,00 gramos etil-mercaptano por cada 1000 litros de GLP, se indica que pueden utilizarse otros odorantes, siempre que cumplan con los requisitos de esta normativa.

Tabla n° 9. Gases Licuados de Petróleo. Requisitos.

Propiedades	Propano Comercial (Máximo)	Butano Comercial (Máximo)	Mezcla Comercial Propano Butano (Mínimo) (Máximo)		Propano HD 5 (Máximo)	Método de ensayo COVENIN (ASTM)
Composición	Predominante-mente propano y/o propileno	Predominante-mente butano y/o butilenos	Predominantemente mezcla de butanos y/o butilenos con propano y/o propileno		No menos del 90% en volumen de propano y no menos del 5% de volumen en propileno	COVENIN 2451 (ASTM D 2163)
Presión de vapor a 37,8 °C, kPa (psig)	1.430 (208)	485 (70)	828 (120)	1.430 (208)	1.430 (208)	COVENIN 1094 (ASTM D 1267)
Temperatura al evaporarse el 95 % del volumen de muestra, °C (Véase la nota A)	- 38,3	2,2	-	2,2	- 38,3	COVENIN 1820 (ASTM D 1837)
Residuo al evaporarse 100 ml muestra, ml	0,05	0,05	-	0,05	0,05	COVENIN 1821 (ASTM D 2158)
Corrosión a la lámina de cobre 1 hora y 37,8 °C		1	-	1	1	COVENIN 1822 (ASTM D 1838)
Concentración, porcentaje en volumen (% v/v)	C ₄ ⁺ : 2,5	C ₃ ⁺ : 2,0	-	C ₃ ⁺ : 2,0		COVENIN 2451
Gravedad específica a 15,6/15,6 °C (60/60 °F)	indicar	Indicar	Indicar			COVENIN 1823
Contenido de azufre total a 15,6 °C y 101 kPa, ppm en peso (Véase la nota B)	185	140	-	140	123	COVENIN 2675 (ASTM D 2784) COVENIN 1825
Humedad, ppm	pasa	-	-	-	pasa	COVENIN 2051 (ASTM D 2713)
NOTAS: ^A En el caso de disponer del análisis cromatográfico, no es necesario determinar la propiedad "temperatura al evaporarse el 95% del volumen de muestra". ^B En caso de discrepancia se utilizará el método de ensayo COVENIN 1825.						

Fuente: (Norma COVENIN. Productos Derivados del Petróleo. Gases Licuados del Petróleo, 1998)

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

La metodología de esta investigación plantea cumplir el objetivo de aprovechar la oportunidad que representa utilizar las corrientes de gas de quema y venteo presentes en el país para aumentar la producción de GLP destinado a satisfacer el mercado nacional y en un futuro poder comercializar este recurso en el mercado internacional.

Es importante destacar que de acuerdo con el objetivo de ésta investigación sólo se evaluó la tecnología de extracción de LGN y fraccionamiento en GLP. En el caso de que la tecnología requiriera un tratamiento previo de deshidratación y descontaminación para el flujo de gas de entrada, se asumió que el tratamiento fue realizado previamente y la corriente de gas cumple las condiciones mínimas requeridas por las regulaciones nacionales. El proceso evaluado se señala en color rojo a continuación en la figura n° 41.

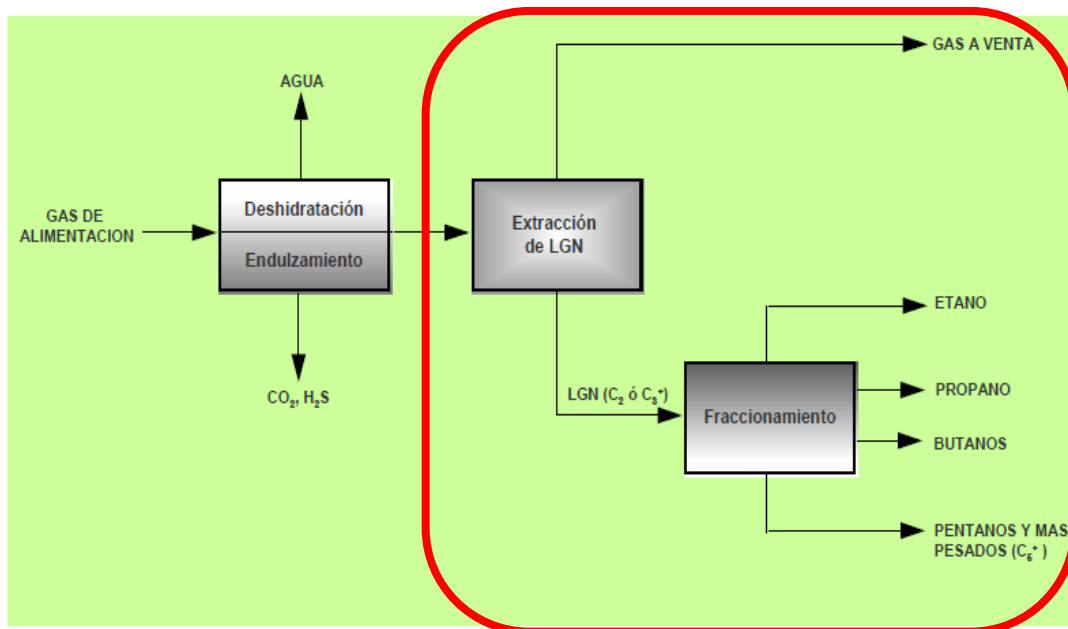


Figura n° 41. Esquema General de Procesamiento de Gas Natural. (Rondón, 2014)

En función del objetivo de ésta investigación se diseñó una estructura de investigación del tipo correlacional, cuya utilidad o propósito según Hernández, Fernández y Baptista (1999) es saber cómo se puede comportar un concepto o variable conociendo el comportamiento de otras variables relacionadas. Se esperó que las variables tuviesen una correlación positiva, es decir que sujetos con altos valores en una variable tendieran a mostrar altos valores en la otra variable.

En este trabajo de investigación se definieron dos conjuntos de variables, las independientes que incluyen todas las características del flujo de gas de quema y/o venteo del campo seleccionado y las dependientes, en las cuales están enmarcadas las tecnologías a ser evaluadas para determinar cuál es la más óptima con la finalidad de cumplir el objetivo planteado.

Para facilitar la evaluación cualitativa de las variables se utilizó básicamente una herramienta de diseño propio para esta investigación, la cual consiste en la aplicación de matrices diseñadas con criterios específicos para esta investigación con la finalidad de cumplir básicamente dos funciones: determinar localización ideal para los fines de esta investigación y selección de la tecnología óptima para la localización previamente seleccionada.

Finalmente para evaluar la factibilidad de aplicación de la tecnología seleccionada en el campo de estudio, se realizó una breve descripción económica y estratégica con respecto a los costos asociados al proceso, la ganancia que se puede obtener de los productos generados y los mercados geográficamente estratégicos para la comercialización o uso del producto.

Con la finalidad de facilitar la comprensión del esquema metodológico establecido para esta investigación, se muestra en la figura n° 42 un diagrama de flujo del proceso a seguir en el presente trabajo investigativo.

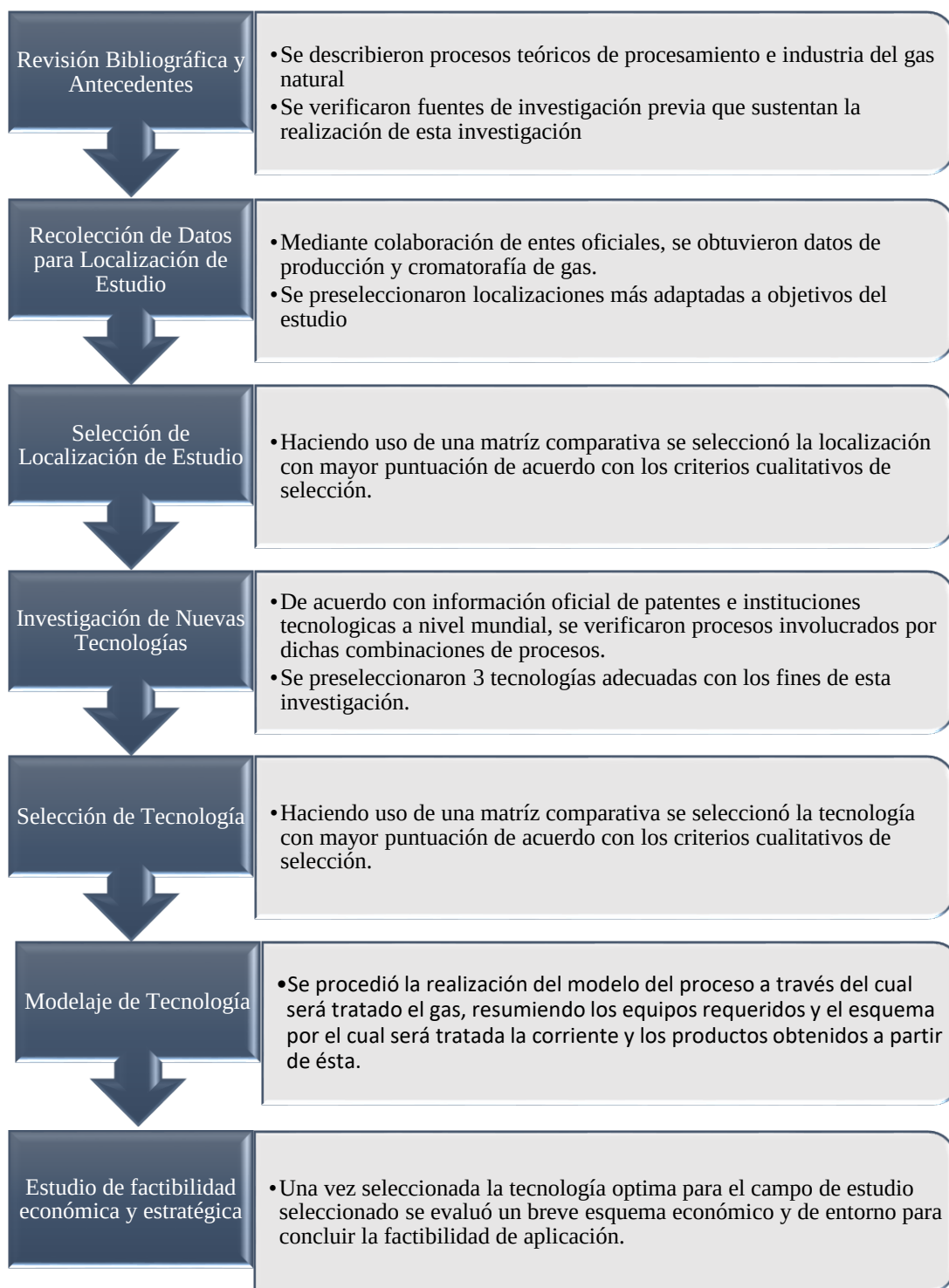


Figura n° 42. Esquema Metodología

III.1 Selección de localización de estudio

La selección del suministro de gas para el presente estudio está sujeta a las condiciones que garanticen la mayor extracción de líquidos del gas natural, y posterior recobro de gases licuados de petróleo, tales como una alta riqueza del gas natural, un alto porcentaje molar en propano y butano, además de una alta tasa de gas natural proveniente desde la fuente.

Partiendo del hecho de que la Faja Petrolífera del Orinoco representa el centro de los desarrollos recientes y futuros para la producción de hidrocarburos en Venezuela, se realizó una investigación de aquellos campos o áreas enfocados en la producción de crudo y donde el gas producido es arrojado a la atmósfera, a través de la operación de quema y/o venteo. El presente análisis se enfocó en la utilización de una de estas corrientes de gas como fuente de alimentación en el proceso de extracción los líquidos del gas natural.

Esta decisión se debe a que muchos de estos nuevos desarrollos no incluyen un plan de desarrollo del gas natural, siendo desperdiciado gran parte del potencial energético del hidrocarburo disponible, donde los líquidos del gas natural, especialmente los gases licuados de petróleo, pueden ser aprovechados para cubrir la demanda de este recurso energético tanto en el mercado nacional, como para ser exportado en el mercado internacional.

Otro factor predominante en la selección, es la propiedad de la producción de gas del campo seleccionado. En el esquema jurídico administrativo actual existente para las empresas mixtas en la Faja Petrolífera del Orinoco, la propiedad del gas asociado al petróleo corresponde a cada empresa mixta que lo produce, por lo tanto la propuesta de extracción de los gases licuados del petróleo (GLP) debe ser planteada como parte del plan de producción de cada empresa mixta o través de la contratación de un tercero que se encargue de dicha actividad. Dado a que el esquema de aprovechamiento propuesto en el presente trabajo se realizó como propuesta para cubrir la problemática actual de la empresa filial del Estado encargada de la producción de GLP, PDVSA Gas Comunal S.A., se desea

simplificar el proceso de adquisición de la corriente de gas de alimentación, a través la entrega de producción de gas asociado entre filiales de Petróleos de Venezuela, S.A. Este último factor no es limitante para la producción de líquidos de gas natural en cualquiera de los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco, debido a que ésta sólo depende de las características iniciales del gas asociado utilizado para la alimentación. No obstante, para efectos de este estudio se tuvo preferencia aquellos campos donde PDVSA posee el 100% de la participación, es decir que son desarrollados a través de esfuerzo propio, lo que facilita la entrega de producción a PDVSA Gas Comunal S.A. y/o cualquier otra empresa del Estado destinada para este propósito.

Para la selección de la corriente de gas natural a utilizar se preseleccionaron 4 localizaciones dentro de la FPO y se hizo uso de una matriz comparativa a través se efectuó la selección apropiada de acuerdo a los criterios de comparación, los cuales tienen un peso individual, sometidos a un puntaje de acuerdo a las características de cada corriente, para finalmente seleccionar aquella localización que ofreció el mayor puntaje alcanzado. A continuación, se presentan una serie de tablas (desde la n° 10 hasta la n° 14) con los criterios para la selección de la localización y los puntajes correspondientes según la clasificación otorgada.

Tabla n° 10. Criterios a Evaluar para la Selección de la Localización.

Criterio (Peso)	Clasificación
Riqueza del Gas Natural (30%): El volumen de líquido que se puede extraer a partir de un flujo de corriente de gas natural, expresado en galones por cada mil pies cúbicos estándar de gas (GPM)	Mala: Aquellas corrientes de gas cuya riqueza sea inferior a 1 GPM C₃⁺ Regular: Aquellas corrientes de gas cuya riqueza esté entre 1 y 1.5 GPM C₃⁺ Buena: Aquellas corrientes de gas cuya riqueza esté entre 1.5 y 3 GPM C₃⁺ Excelente: Aquellas corrientes de gas cuya riqueza sea superior a 3 GPM C₃⁺

Composición Molar de los Componentes C₃ + C₄ (30%): El porcentaje que permita extraer el mayor factor de recobro de gases licuados del petróleo posible.	Mala: Aquellas corrientes con una composición molar inferior a 1.3% Regular: Aquellas corrientes con una composición molar entre 1.3 y 2.5% Buena: Aquellas corrientes con una composición molar entre 2.5 y 5% Excelente: Aquellas corrientes con una composición molar superior a 5%
Tasa de Gas Natural (30%): Flujo en millones de pies cúbicos estándar por día de gas de alimentación.	Mala: Tasa inferior a 10 MMPCS/D Regular: Tasa entre 10 y 20 MMPCS/D Buena: Tasa entre 20 y 30 MMPCS/D Excelente: Tasa superior a 30MMPCS/D
Pertenencia del Gas Natural (10%): Se hace referencia a la propiedad de la producción del gas natural asociado en la localización.	Mala: El campo pertenece a una empresa mixta. Excelente: El campo es desarrollado por PDVSA a través de esfuerzo propio.

Tabla n° 11. Valor de Clasificación para los Criterios de Evaluación de las Localizaciones

Descripción de la Calificación	Valor (Puntaje)
Excelente	100
Buena	60
Regular	20
Mala	0

El puntaje final para la selección de la localización resultó en la sumatoria de la multiplicación del puntaje de la clasificación según el criterio y su peso correspondiente según el porcentaje de cada criterio. El área con mayor puntaje fue seleccionada para el estudio de la tecnología. En caso de existir un empate técnico se seleccionaría el área con mayor volumen de líquidos del gas natural extraíbles teóricamente, es decir el resultado de la multiplicación del flujo de gas por la riqueza del gas natural en sus unidades correspondientes.

Una vez seleccionado el campo para el estudio, se realizó el cálculo de los Líquidos del Gas Natural Extraíbles Teóricamente en barriles, a partir de la ecuación n° 1.

$$LGN_{Condensables\ Teóricamente} = \frac{GPM \times Flujo\ de\ Gas\ (MPCS)}{\frac{42\ gal}{1\ bbl}}$$

Ecuación n° 1. Cálculo de los Líquidos del Gas Natural Condensables Teóricamente

Los galones de líquidos condensables por miles de pies cúbicos estándar (GPM) se calculan a partir de la ecuación n° 2, una vez conocida la composición molar y la densidad molar del líquido para cada uno de los componentes

$$GPM = 2,64 * \sum_{i=1}^n \frac{\%molar_i}{100} \times Densidad\ Líquido_i$$

Ecuación n° 2. Cálculo de GPM

A esta corriente de gas se le extrajeron los contaminantes, y la composición molar de los hidrocarburos quedó de acuerdo a la ecuación n°3.

$$\%Molar\ HC's\ Post\ Tratamiento = 100\% - \%Molar\ Tot.\ Contaminantes$$

Ecuación n° 3. Cálculo de la composición molar de la corriente luego del tratamiento

Una vez extraídos los contaminantes, se procedió a calcular el flujo de la nueva corriente de gas, a partir de la ecuación n° 4.

$$Flujo_{Post\ Tratamiento} = \frac{Flujo_{Pre\ Tratamiento} \times \%Molar_{Pre\ Tratamiento}}{\%Molar_{Post\ Tratamiento}}$$

Ecuación n° 4. Cálculo del flujo de gas luego del tratamiento.

Por último, de acuerdo a las Normas para el transporte terrestre, almacenamiento e instalación de sistemas de gases de petróleo licuados (1977), se realiza la conversión de galones de GLP extraíbles a kilogramos de GLP extraíbles, en función de determinar el número de cilindros de GLP que se pueden llenar a

partir de los líquidos condensables, usando el factor de conversión expresado en la ecuación n° 5.

$$Kg\ GLP\ a\ Gal\ GLP = \frac{1000cm^3}{1\ litro} \times \frac{1ft^3}{(30,48cm)^3} \times \frac{7,48gal}{1ft^3} \times \frac{0,507litros\ GLP}{1\ Kg} = 0,521$$

Ecuación n° 5. Factor de conversión de kilogramos de GLP a galones de GLP

III.2 Evaluación de tecnologías y procesos

Con la finalidad de determinar el proceso más adecuado para aplicarlo a la corriente de gas asociado en la localización seleccionada, se eligieron y describieron tres tecnologías adaptadas al tipo de hidrocarburo del campo elegido. A partir de estas tres tecnologías se realizó el proceso comparativo entre ellas para seleccionar la más adecuada para los fines de esta investigación.

Para realizar la selección se hizo uso de una matriz comparativa, la cual permitió medir las ventajas y desventajas de cada tecnología con base en criterios definidos para esta investigación. Con la finalidad de facilitar el uso de esta matriz se le asignó un rango de puntos a cada criterio dependiendo de su importancia, el cual calificó cada tecnología con una puntuación total definida como la sumatoria del puntaje de los criterios, para finalmente seleccionar la tecnología con mayor cantidad de puntos.

Tabla n° 12. Criterios a Evaluar de los Aspectos Técnicos para cada Tecnología.

Criterio	Clasificación (Puntuación)
Factibilidad Técnica (15%): Cumplimiento de los requerimientos del proceso de acuerdo con el gas de la localización seleccionada y las normas establecidas.	Mala: No cumple con los requerimientos. Regular: Cumple con algunas especificaciones requeridas. Buena: Cumple con las especificaciones requeridas pero

	requiere un mayor esfuerzo. Excelente: Excede las especificaciones requeridas.
Accesibilidad a la Tecnología (5%): Disponibilidad de apoyo técnico para operación, instalación y mantenimiento de la tecnología.	Mala: Asesoría técnica suministrada solamente por el fabricante. Regular: Los ajustes solo se pueden realizar con la intervención de representante de la tecnología. Buena: Los ajustes se pueden realizar con poca intervención o asesoría de representante de la tecnología. Excelente: Para efectuar ajustes o reparaciones no se requiere intervención de representante de la tecnología.
Complejidad del Proceso (5%): Cantidad de equipos o interrelación entre ellos y experiencia requerida para la operación.	Mala: Proceso altamente complejo en cantidad de equipos e interconexión entre ellos y requiere experiencia de operación no disponible. Regular: Proceso medianamente complejo en cantidad de equipos e interconectividad entre ellos y requiere experiencia no disponible. Buena: Proceso medianamente complejo y no requiere equipos de los cuales no se posea experiencia. Excelente: Proceso de poca complejidad.
Experiencia Local y Global (5%): Conocimiento y experiencia técnica de	Mala: Tecnología escasamente conocida a nivel mundial.

la tecnología a nivel nacional o internacional.	Regular: No conocida nacionalmente. Buena: Conocida a nivel nacional pero no difundida. Excelente: Difundida y conocida a nivel nacional.
Disponibilidad de Adquisición (5%): Calidad financiera y estratégica para la adquisición de la tecnología.	Mala: No hay disponibilidad económica y no hay acceso a la tecnología para Venezuela. Regular: No hay disponibilidad económica pero si hay acceso a la tecnología. Buena: Existe disponibilidad económica pero no hay acceso a la tecnología fácilmente. Excelente: Existe tanto disponibilidad económica como accesibilidad a la tecnología.
Cantidad de GLP producido (20%): Cantidad de líquidos de gas natural que extrae para una corriente establecida y la cantidad de GLP que produce.	Mala: Muy poca extracción de LGN y muy poca producción de GLP. Regular: Buena extracción de LGN pero poca producción de GLP. Buena: Buena extracción de LGN y buena producción de GLP. Excelente: Buena extracción de LGN y excelente producción de GLP.
Costos de Operación (10%): Costo comparativo de operación la tecnología en función de los componentes del sistema	Regular: Altos costos operativos. Buena: Medianos costos operativos. Excelente: Bajos costos operativos.

(No se evaluará valor de la patente de la tecnología por fines académicos)	
Costos de Inversión (10%): Costos comparativos de inversión de la tecnología en función de componentes del sistema y su valor referencial. (No se evaluará valor de la patente de la tecnología por fines académicos)	Regular: Altos costos de inversión. Buena: Medianos costos de inversión. Excelente: Bajos costos de inversión
Costos de Mantenimiento (10%): Costos comparativos de mantenimiento de la tecnología en función de componentes del sistema. (No se evaluará valor de la patente de la tecnología por fines académicos)	Regular: Altos costos de mantenimiento Buena: Medianos costos de mantenimiento. Excelente: Bajos costos de mantenimiento.
Modularidad en el Diseño (15%): Diseño de tamaño limitado, alta capacidad de transporte y facilidad de instalación.	Mala: Equipos fijos, sin posibilidad de rearmar y transportar así como de gran tamaño. Regular: Equipos de tamaño limitado pero con gran complejidad de instalación y sin posibilidad de transporte. Buena: Equipos de gran tamaño pero con facilidad de transporte y capacidad de reubicación o rearmado. Excelente: Equipos de tamaño compacto que puede ser trasladados y rearmados en otras localizaciones.

A continuación se indica en la tabla n° 13 el puntaje establecido para las clasificaciones de los criterios, mientras que el valor porcentual establecido para cada criterio de acuerdo a su importancia se observa en la tabla n°14 junto con el nombre de cada criterio.

Tabla n° 13. Valor de Clasificación Para Criterios de Evaluación de las Tecnologías.

Descripción de la Clasificación	Valor
Excelente	100
Buena	60
Regular	20
Mala	0

La aplicación del valor de los criterios multiplicado por el porcentaje según su importancia determinó la puntuación de cada criterio, luego se totalizó la suma de estos puntos para cada tecnología. De esta manera, la tecnología que resultó con un mayor puntaje fue determinada como óptima y se procedió a hacer el modelaje de ésta.

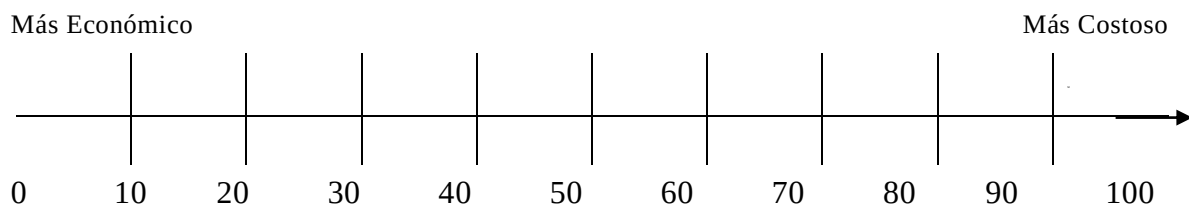
Con la finalidad de determinar la clasificación de los criterios Costos de Operación, Inversión y Mantenimiento, se aplicó una segunda matriz comparativa entre las tres tecnologías que permitió ponderar el costo relativo de los componentes de cada una, con la finalidad de determinar la economía de éstas en función de los elementos que incluye su diseño. Es importante señalar que dentro de esta matriz no se consideró el precio establecido por el fabricante, en el cual se incluye costo por patente de la tecnología y otros elementos, que para fines académicos y específicamente para esta investigación no fueron suministrados por los fabricantes. Sin embargo, para la aplicación de un modelo de negocios estos aspectos son fundamentales si se desea realizar una comparación más detallada. A continuación se muestra el diseño de la matriz creada para este fin, la cual se aplicó respectivamente para cada uno de los tres criterios señalados inicialmente

Tabla n° 14. Diseño de Matriz de Costos

Tecnología	Componente	Ponderación de costo por componente	Cantidad por Componente	Puntaje componente e total	Puntuación total de Tecnología
Tecnología 1	Componente 1	N_1	X_1	$N_1 \times X_1$	$\sum_{i=1}^n N_i \times X_i$
	Componente n	N_n	X_n	$N_n \times X_n$	
Tecnología 2	Componente 1	N_1	X_1	$N_1 \times X_1$	$\sum_{i=1}^n N_i \times X_i$
	Componente n	N_n	X_n	$N_n \times X_n$	
Tecnología 3	Componente 1	N_1	X_1	$N_1 \times X_1$	$\sum_{i=1}^n N_i \times X_i$
	Componente n	N_n	X_n	$N_n \times X_n$	

A continuación se indica en la tabla n° 15 el puntaje establecido para la ponderación de costos por componente.

Tabla n° 15. Criterios Ponderación Costo por Componente



III.3 Modelaje de la tecnología seleccionada

Una vez seleccionado el campo de estudio y la tecnología más adecuada para éste, se modeló el proceso a través del cual será tratado el gas, resumiendo los equipos requeridos y el proceso esquemático por el cual la corriente será tratada y los productos obtenidos a partir de ésta.

III.4 Análisis económico y de entorno

Partiendo del objetivo de comprobar la factibilidad económica, es necesario demostrar si es económicamente viable lo que significa que la inversión a realizar es justificada por la ganancia que se va a generar. Para determinar esto es necesario plantear un esquema similar al indicado en la figura n° 43 que contemple costos y productos (comercialización de gases producidos). Es importante destacar que para calcular los ingresos es necesario conocer un pronóstico de precios marcadores del producto a comercializar en función del estimado de ventas.

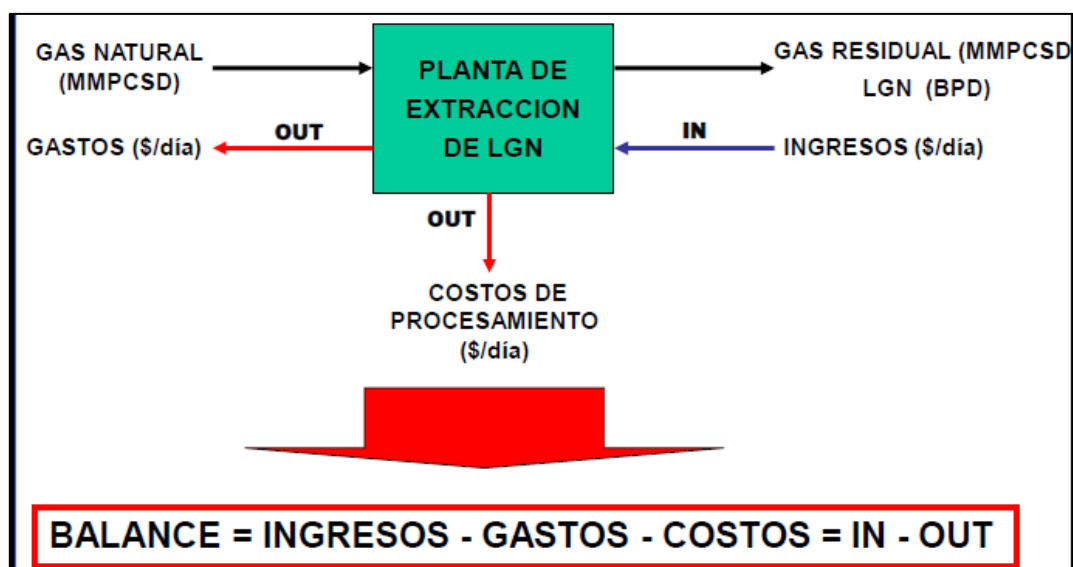


Figura n° 43. Balance Económico de Materia Prima y Productos. (Rondón, 2014)

Éste esquema se realiza con la finalidad de definir si la ganancia obtenida luego del procesamiento de el gas natural asociado es mayor a la ganancia por la comercialización del gas sin procesar. No obstante, al no disponer los montos exactos de los costos de instalación, operación y mantenimiento de las tecnologías a evaluar, no fue posible evaluar un balance de la planta de extracción. Es por ello que para el presente trabajo se consideraron únicamente los ingresos por la venta del gas, en la cual se incluyen los siguientes términos a considerar:

- Ingresos por ventas de LGN: cantidad de LGN recuperado por cada día, multiplicado por el precio marcador del mercado tanto interno como externo.
- Ingresos por ventas de Gas Residual (GR): cantidad de gas residual producido diariamente multiplicado por el precio de mercado interno y externo de gas pobre.
- Ingreso por venta de Gas Asociado (GA): corriente de gas asociado inicial, sin procesar, multiplicada por el valor comercial de este tipo de gas.

Con la finalidad de realizar el análisis económico de la producción de los líquidos del gas es importante conocer la merma, la cual se entiende como la pérdida de una de las características del producto, en éste caso una pérdida en el flujo de gas que representara una disminución en los ingresos por comercialización. La merma no es una pérdida real pues está considerada en el diseño del proceso productivo, mientras que la pérdida es desconocida a pesar de considerar en el diseño un margen de tolerancia. El cálculo de la merma se detalla en la siguiente ecuación:

$$MERMA [MMPCSD] = Gas\ de\ entrada - Gas\ Residual$$

Ecuación n° 6. Calculo de la merma en millones de pies cúbicos estándar por día

$$VALOR\ DE\ MERMA\ [\$/\text{día}] = Valor\ gas\ de\ entrada - Valor\ de\ gas\ residual$$

Ecuación n° 7. Valor de la merma en dólares por día.

Una vez conocida la merma, se procedió a realizar el cálculo de los ingresos por ventas, calculado entre el ingreso por venta de cada líquido componente de los LGN líquido y el valor del el mismo LGN en estado gaseoso. El procedimiento a seguir para la realización de éste cálculo es el siguiente:

1. Conocer los siguientes datos para cada componente del gas: GPM, Eficiencia de Recobro (%), LGN producido (gal/día).
 - Para el cálculo de LGN producido se usa la siguiente ecuación:

$$\text{Producto} = \text{GPM} \times \text{Flujo de Gas de Entrada (MMPCD)} \\ \times \text{Eficiencia de Recobro}$$

Ecuación n° 8. Cálculo de la cantidad de LGN producido.

2. Se realiza una tabla con los precios de los componentes del gas en estado líquido y los valores del ingreso por millón de BTU (British Thermal Unit) aportado por el gas.
3. Posteriormente se determina el precio unitario por cada líquido del gas natural producido. Se utiliza el ejemplo señalado en la Figura n° 44, en el cual se estima el precio del líquido en función del precio del gas natural con respecto a su poder calorífico.

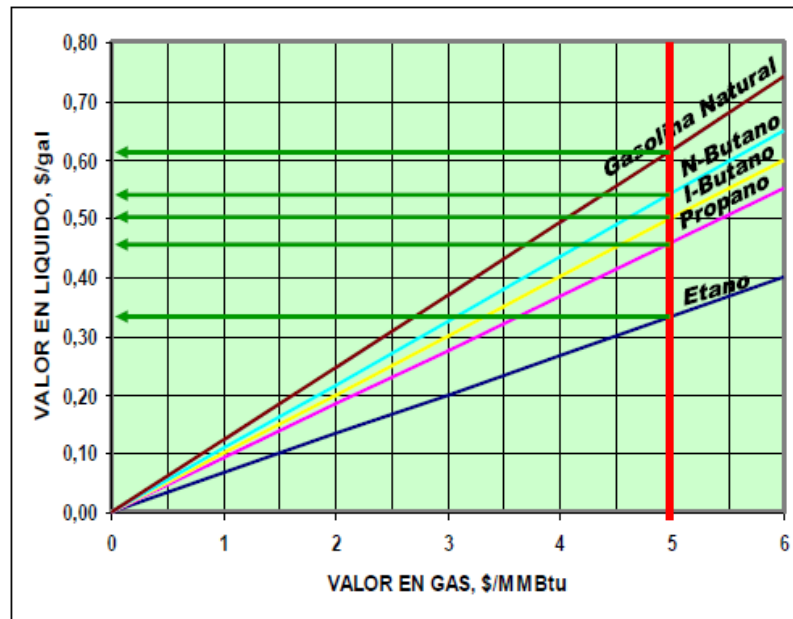


Figura n° 44. Ingresos por ventas de LGN para el punto de equilibrio (Rondón, 2014)

4. Finalmente se procede a totalizar el ingreso por cada componente del gas multiplicando el valor en líquido por el flujo de gas de salida del equipo para conocer el ingreso total de la producción y procesamiento de ese gas.
5. Un cálculo extra que se realiza es calcular el valor del gas residual, lo cual consiste en multiplicar el costo del gas natural por el flujo de gas residual a producir.

En el caso de esta investigación se evaluaron los ingresos de acuerdo al punto de equilibrio, los cuales dependen del costo del gas por millón de BTU en dos escenarios, un escenario optimista con altos precios del gas y un escenario pesimista con precios bajos con respecto al histórico del mercado en los últimos cinco (5) años

III.5 Propuestas de distribución

A partir de la cantidad de GLP producida y de los otros recursos energéticos extraídos como remanente del proceso seleccionado, se procederán a realizar propuestas para el aprovechamiento de los recursos, haciendo uso de las rutas de distribución de hidrocarburos gaseosos en el país y las oportunidades de comercio internacional de los mismos.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

IV.1 Selección de la localización de estudio

Se preseleccionaron 4 campos pertenecientes a la Faja Petrolífera del Orinoco. La información utilizada es real y fue suministrada por el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo, donde se especifica la cromatografía, la producción y uso del gas de cada uno de los campos para el mes de octubre del año 2017. Todos los datos producción y cromatografía están representados en unidades de Metros Cúbicos de flujo de gas, los cuales fueron registrados a condiciones estándar, es decir 60 °F y 14,65 LPC.

Para los fines de la investigación se mantendrá la confidencialidad de la información, omitiendo los nombres y la localización específica de los campos a describir.

Campo “A”

El primer campo preseleccionado para la evaluación está localizado en el bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, cuenta con dos de las más importantes características necesarias para los fines de esta investigación, pues no está conectado al sistema nacional de fraccionamiento de gas por ser un yacimiento de petróleo con producción de gas asociado (adscrito a la dirección de Exploración y Producción de PDVSA) y está localizado en una zona rural del país. La administración de este campo pertenece a una empresa mixta de capital completamente estatal. A continuación, se muestran en las tablas n° 16 y 17 la información relacionada al Campo A

Tabla n° 16. Fuentes y Transferencias de Gas Natural Campo A.
Cifras en Metros Cúbicos (Volumen calculado a 60° F y 14,65 lpc)

PRODUCIDO DE FORMACIÓN - GAS ASOCIADO	PRODUCIDO DE FORMACIÓN - GAS NO ASOCIADO	TOTAL DE GAS PRODUCIDO	RECIBIDO TRANSFERENCIA	TRANSFERIDO	TOTAL DISPONIBLE
45.914.965		45.914.965	4.667.119		50.582.084
		0			0
		0			0
		0			0
		0			0
45.914.965	0	45.914.965	4.667.119	0	50.582.084

Fuente: (MENPET, 2017)

Tabla n° 17. Distribución Final del Gas Natural Disponible Campo A.
Cifras en Metros Cúbicos (Volumen calculado a 60° F y 14,65 lpc)

TOTAL DISPONIBLE	INYECTADO	USADO COMO COMBUSTIBLE	VENDIDO	MERMAS	PROCESADO EN PLANTAS DE EXTRACCIÓN	CONDENSADOS EN PLANTAS DE EXTRACCIÓN	PÉRDIDAS	ARROJADO A LA ATMÓSFERA	
								QUEMADO	VENTEADO
50.582.084		16.143.029						34.439.055	
50.582.084	0	16.143.029	0	0	0	0	0	34.439.055	0

CROMATOGRAFÍA					
FACTOR DE RECOBRO (%)					
GPM	C1	C2	C3	C4	C5+
(C2+) 0,5121	90,43	0,85	0,25	0,19	0,38
(C3+) 0,2846					
(C2+) 2,2283	83,35	1,81	1,21	1,43	2,42
(C3+) 1,7438					

Fuente: (MENPET, 2017)

Campo “B”

El segundo campo preseleccionado para la evaluación está localizado en el Norte de Monagas adjunto a la Dirección Regional de la Faja Petrolífera del Orinoco, a pesar de estar cercano al complejo de procesamiento de gas nacional, no está conectado al sistema de fraccionamiento de gas natural por ser un yacimiento de petróleo con producción de gas asociado (adscrito a la dirección de Exploración y Producción de PDVSA) y adicionalmente está localizado en una zona rural del país. La administración de este campo pertenece a una empresa mixta de capital estatal y privado. A continuación, se muestran en las tablas n° 18 y 19 la información relacionada al Campo B.

Tabla n° 18. Fuentes y Transferencias de Gas Natural Campo B.
Cifras en Metros Cúbicos (Volumen calculado a 60° F y 14,65 lpc)

PRODUCIDO DE FORMACIÓN - GAS ASOCIADO	PRODUCIDO DE FORMACIÓN - GAS NO ASOCIADO	TOTAL DE GAS PRODUCIDO	RECIBIDO TRANSFERENCIA	TRANSFERIDO	TOTAL DISPONIBLE
819.042	0	819.042	0	0	819.042
					0
					0
					0
					0
819.042	0	819.042	0	0	819.042

Fuente: (MENPET, 2017)

Tabla n° 19. Distribución Final del Gas Natural Disponible Campo B.
Cifras en Metros Cúbicos (Volumen calculado a 60° F y 14,65 lpc)

CAMPO	TOTAL DISPONIBLE	INYECTADO	USADO COMO COMBUSTIBLE	VENDIDO	MERMAS	PROCESADO EN PLANTAS DE EXTRACCIÓN	CONDENSADOS EN PLANTAS DE EXTRACCIÓN	PÉRDIDAS	ARROJADO A LA ATMÓSFERA	
									QUEMADO	VENTEADO
	819.042	0	172.225	0	0	0	0	0	646.817	0
TOTAL	819.042	0	172.225	0	0	0	0	0	646.817	0
CROMATOGRAFIA										
FACTOR DE RECUBRO (%)										
GPM (C2+ / C3+)	C1	C2	C3	C4	C5+					
2,29805 / 1,1329	81,750	4,370	2,125	0,876	0,701					

Fuente: (MENPET, 2017)

Campo “C”

El tercer campo preseleccionado para la evaluación está localizado en el Norte de Monagas adjunto a la Dirección Regional de la Faja Petrolífera del Orinoco. Al igual que campo “B” cuenta con la condición de estar cercano al complejo de procesamiento de gas nacional, pero no está conectado al sistema fraccionamiento por ser un yacimiento de petróleo con producción de gas asociado (adscrito a la dirección de Exploración y Producción de PDVSA) y adicionalmente está localizado en una zona rural del país. La administración de este campo pertenece a una empresa mixta de capital estatal y privado. A continuación, se muestran en las tablas n° 20 y 21 la información relacionada al Campo C.

Tabla n° 20. Fuentes y Transferencias de Gas Natural Campo C.
Cifras en Metros Cúbicos (Volumen calculado a 60° F y 14,65 lpc)

PRODUCIDO DE FORMACIÓN - GAS ASOCIADO	PRODUCIDO DE FORMACIÓN - GAS NO ASOCIADO	TOTAL DE GAS PRODUCIDO	RECIBIDO TRANSFERENCIA	TRANSFERIDO	TOTAL DISPONIBLE
2.524.630	0	2.524.630	0	2.423.680	100.950
					0
					0
					0
2.524.630	0	2.524.630	0	2.423.680	100.950

Fuente: (MENPET, 2017)

Tabla n° 21. Distribución Final del Gas Natural Disponible Campo C.
Cifras en Metros Cúbicos (Volumen calculado a 60° F y 14,65 lpc)

CAMPO	TOTAL DISPONIBLE	INYECTADO	USADO COMO COMBUSTIBLE	VENDEDO	MERMAS	PROCESADO EN PLANTAS DE EXTRACCIÓN	CONDENSADOS EN PLANTAS DE EXTRACCIÓN	PÉRDIDAS	ARROJADO A LA ATMÓSFERA	
									QUEMADO	VENTEADO
	100.950	0,00	100.950	0,00	0	0	0	0	0	0
TOTAL	100.950	0	100.950	0	0	0	0	0	0	0
CROMATOGRAFÍA										
FACTOR DE RECUBRO (%)										
GPM (C2+ / C3+)			C1	C2		C3	C4			C5+
2,175 / 1,1088			1,109	4,000		2,100	0,882			0,650

Fuente: (MENPET, 2017)

Campo “D”

El último campo preseleccionado para la evaluación está localizado en el Sur de Monagas adjunto a la Dirección Regional de la Faja Petrolífera del Orinoco. Al igual que los campos “B” y “C” cuenta con la condición de estar cercano al complejo de procesamiento de gas nacional, pero no está conectado al sistema fraccionamiento por ser un yacimiento de petróleo con producción de gas asociado (adscrito a la dirección de Exploración y Producción de PDVSA) y está localizado en una zona rural del país. La administración de este campo pertenece a una empresa mixta de capital estatal y privado. A continuación, se muestran en las tablas n° 22 y 23 la información relacionada al Campo D.

Tabla n° 22. Fuentes y Transferencias de Gas Natural Campo D.
Cifras en Metros Cúbicos (Volumen calculado a 60° F y 14,65 lpc)

PRODUCIDO DE FORMACIÓN - GAS ASOCIADO	PRODUCIDO DE FORMACIÓN - GAS NO ASOCIADO	TOTAL DE GAS PRODUCIDO	RECIBIDO TRANSFERENCIA	TRANSFERIDO	TOTAL DISPONIBLE
11.280.700,00	0,00	11.280.700,00	0,00	0,00	11.280.700,00

Fuente: (MENPET, 2017)

Tabla n° 23. Distribución Final del Gas Natural Disponible Campo D.
Cifras en Metros Cúbicos (Volumen calculado a 60° F y 14,65 lpc)

CAMPO	TOTAL DISPONIBLE	INYECTADO	USADO COMO COMBUSTIBLE	VENDIDO	MERMAS	PROCESADO EN PLANTAS DE EXTRACCIÓN	CONDENSADOS EN PLANTAS DE EXTRACCIÓN	PÉRDIDAS	ARROJADO A LA ATMÓSFERA	
									QUEMADO	VENTILADO
	11.280.700,00	0,00	1.931.219,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9.349.481,00	0,00
CROMATOGRAMA										
FACTOR DE RECUBRO (%)										
GPM (C2+ / C3+)			C1	C2	C3	C4	C5+			
El Solio: 1,3691 / 1,3691			91,10	1,85	1,18	0,78	0,79			

Fuente: (MENPET, 2017)

Selección Final

Una vez detallada la información de los cuatro campos seleccionados, se procedió a asignar a cada campo el criterio cualitativo, junto con la puntuación correspondiente para cada criterio según la matriz de selección para la localización, detallado en el Capítulo III del presente trabajo. Se muestra a continuación en la tabla n° 24 las puntuaciones obtenidas para cada localización.

Tabla n° 24. Criterios Evaluados para la Selección de la Localización.

Criterio	Peso	CAMPO A		CAMPO B		CAMPO C		CAMPO D	
		Clasif.	Puntos	Clasif.	Puntos	Clasif.	Puntos	Clasif.	Puntos
Riqueza del Gas Natural (30%)	0,3	B	60	R	20	R	20	R	20
Composición Molar de los Componentes C3 + C4 (30%)	0,3	E	100	E	100	B	60	R	20

Tasa de Gas Natural (30%)	0,3	E	100	M	0	M	0	R	20
Pertenencia del Gas Natural (10%)	0,1	E	100	M	0	M	0	M	0
Total			88		36		24		18

De acuerdo con los resultados de la matriz reflejada en la tabla n° 24, la localización que obtuvo una mayor puntuación fue el Campo “A”. Por lo tanto fue la localización seleccionada para la evaluación de las tecnologías.

A continuación, se resumen las características del campo en la tabla n° 25.

Tabla n° 25. Localización Seleccionada.

CAMPO “A”

Producido De Formación-Gas Asociado	45.914.965 Metros Cúbicos				
Total de Gas Producido	45.914.965 Metros Cúbicos				
Recibido de Transferencia	4.667.119 Metros Cúbicos				
Total Disponible	50.582.084 Metros Cúbicos				
Usado Como Combustible	16.143.029 Metros Cúbicos				
Quemado	34.439.055 Metros Cúbicos				
GPM	C ₂ + = 2,2283			C ₃ + = 1,7438	
Factor de Recobro %	C ₁ = 83,35	C ₂ = 1,81	C ₃ = 1,21	C ₄ = 1,43	C ₅ + = 2,42
Factor de Recobro Gas	85,16 %				
Factor de Recobro Líquido	5,06 %				

Se puede apreciar que el campo posee una alta tasa de producción de gas asociado y con bajo GPM tanto para C_2+ como para C_3+ (ambos menores a 3 GPM) lo que representa a un gas relativamente pobre. Esto ameritó la búsqueda de tecnologías de extracción profunda de LGN, que preferiblemente tuviesen una alta eficiencia de recobro, especialmente para propano y butano, componentes principales del GLP.

En la tabla n° 26 se especifican las Características Principales utilizadas en el estudio de la corriente de gas del Campo “A”.

Tabla n° 26. Características del Gas de la Localización Seleccionada

Características del Gas		
Corriente Mensual	34439055	MCS
Corriente Diaria	40540125	PCS
Riqueza C_2+	2,2283	GPM
Riqueza C_3+	1,7438	GPM

Tal como se detalló en el Capítulo III, el presente trabajo no considera el diseño del tratamiento requerido para deshidratar y eliminar extraer los contaminantes del gas natural. Para efectos de la investigación en la tabla n° 27 se señalan las características del gas, previo proceso de tratamiento y la composición del gas asumida para el proceso de extracción de los LGN. En la tabla n° 28 se detalla la composición de los contaminantes de la corriente, luego del tratamiento, la cual fue asumida a partir de la calidad del gas que sugiere Rondón (2014) para un proceso de extracción de LGN.

Tabla n° 27. Características de Entrada del Gas a Procesar

			Previo Tratamiento		Post Tratamiento	
		Corriente Aprox.	40540,125	MPCSD	36575,95913	MPCSD
Componente	Dens. Molar Liq. (gal/lbmol)	Poder Calorífico (BTU/PCS)	%molar	GPM	%molar	GPM
C ₁		1010,0	83,35		92,3836	
C ₂	10,126	1769,6	1,81	0,4839	2,0062	0,5363
C ₃	10,433	2516,1	1,21	0,3333	1,3411	0,3694
C ₄	11,937	3262,3	1,43	0,4506	1,5850	0,4995
C ₅ +	15,024	4008,9	2,42	0,9599	2,6823	1,0639
		Total HC's	90,22		99,9982	
		Total Contam.	9,78		0,0018	

Tabla n° 28. Composición de Contaminantes Luego Tratamiento.

Composición Contaminante Post Tratamiento	
Componente	%molar
H ₂ S	0,0004
CO ₂	0,0012
N ₂	0,0001
H ₂ O	0,0001

Nótese que para el Campo “A”, la cantidad de gas destinado a la quema representa un 75 % de la producción de gas. Es por ello la importancia de la corriente de gas que se quema, el cual se asumió como corriente principal de entrada para la tecnología que se seleccionó,

En la tabla n° 29 se detalla la máxima cantidad de líquidos de gas natural condensables a partir de la corriente seleccionada.

Tabla n° 29. LGN Condensables Teóricamente

LGN Condensables Teóricamente		
LGN C ₂ ⁺	2150,85	BBL/D
LGN C ₃ ⁺	1683,19	BBL/D
LGN C ₃	321,69	BBL/D
LGN C ₄	434,98	BBL/D
LGN C ₅ ⁺	926,52	BBL/D
GLP	459,55	BBL/D

En la tabla n° 30 se muestra la composición estándar para la producción de GLP en Venezuela, proporción que fue asumida para el cálculo del GLP teóricamente extraíble a partir de la corriente de entrada.

Tabla n° 30. Composición GLP en Venezuela

Composición GLP en Venezuela		
Componente	PM	% molar
C ₃	44,097	70%
C ₄	58,123	30%
Total	48,3048	100%

IV.2 Evaluación de tecnologías

De acuerdo con la metodología establecida en el Capítulo III del presente trabajo de investigación, se preseleccionaron 3 tecnologías consideradas innovadoras en función de las características del gas asociado perteneciente al campo seleccionado. Haciendo uso de las sugerencias de Alvarado y Ochoa (2011), para el caso de la investigación como el GPM es menor a 2, se enfocó la búsqueda de tecnologías que apliquen procesos a bajas temperaturas o criogenia.

Como consecuencia de lo anteriormente planteado, las 3 tecnologías preseleccionadas involucran procesos de extracción profunda mediante el enfriamiento combinado con técnicas convencionales de extracción y fraccionamiento de LGN, de la manera más compacta posible para aumentar la eficiencia del proceso.

IV.2.1 Caracterización de las Tecnologías

Gas Plant in a Bottle® (GPB)

Calculo de Cantidad de GLP producido

En la tabla n° 31, se puede apreciar el cálculo realizado para obtener la máxima cantidad de LGN condensables para GPB, en función de la eficiencia asegurada por el fabricante.

Tabla n° 31. Producción GPB

LGN Condensables para GPB

<i>Eficiencia</i>	97%	
<i>Volumen Gas Seco</i>	33874,406	MPCS/D
<i>Volumen C₃</i>	312,037	BBL/D
<i>Volumen C₄</i>	421,932	BBL/D
<i>Volumen GLP</i>	445,767	BBL/D
<i>(producible)</i>	18722,217	GAL/D
	35934,246	KG/D
<i>Volumen C₅+</i>	898,724	BBL/D

Características Técnicas del Sistema

En la tabla n° 32, se resumen las características principales de la tecnología Gas Plant in a Bottle.

Tabla n° 32. Resumen del Sistema GPB.

Gas Plant in a Bottle ®	
Tasa de Alimentación o Entrada	Máximo 200 MMPCS/D
Requerimiento Contenido de Líquidos en Gas de Entrada (C₃+) 	Desde 4%
Factor de Recobro de GLP de Salida	Hasta 97%

LPG-SEP™. LPG Recovery from Associated Gas

Calculo de Cantidad de GLP producido

En la tabla n° 33, se puede apreciar el cálculo realizado para obtener la máxima cantidad de LGN condensables para LPG-Sep, en función de la eficiencia asegurada por el fabricante.

Tabla n° 33 Producción LPG-SEP

Producción LPG-Sep		
Eficiencia	95%	
Volumen Gas Seco	34627,195	MPCS/D
Volumen C₃	305,603	BBL/D
Volumen C₄	413,233	BBL/D
	436,576	BBL/D
Volumen GLP (producible)	18336,192	GAL/D
	35193,333	KG/D
Volumen C₅+	880,193	BBL/D

Características Técnicas del Sistema

En la tabla n° 34, se resumen las características principales de la tecnología LPG-Sep.

Tabla n° 34. Resumen del Sistema LPG-Sep.

<i>LPG-Sep™</i>	
<i>Tasa de Alimentación o Entrada</i>	2 a 50 MMPCS/D
<i>Requerimiento Contenido de Líquidos en Gas de Entrada (C₃+) </i>	5 a 50%
<i>Factor de Recobro de GLP de Salida</i>	Hasta 95%

Unidad de Bloques Para la Producción de Propano-Butano desde Gas Asociado de Petróleo ®

Calculo de Cantidad de GLP producido

En la tabla n° 35, se puede apreciar el cálculo realizado para obtener la máxima cantidad de LGN condensables para la Unidad de Bloque, en función de la eficiencia asegurada por el fabricante.

Tabla n° 35. Producción Unidades de Bloque

<i>Producción Unidades de Bloque</i>		
<i>Eficiencia</i>	90%	
<i>Volumen Gas Seco</i>	34729,762	MPCS/D
<i>Volumen C₃</i>	289,519	BBL/D

<i>Volumen C₄</i>	391,483	BBL/D
	413,598	BBL/D
<i>Volumen GLP (producible)</i>	17371,129	GAL/D
	33341,053	KG/D
<i>Volumen C₅+</i>	833,867	BBL/D

Específicamente el caso de unidades de bloque, trabaja con pequeños flujos de 1MMPCN/D por lo cual deben instalarse en el campo de estudio un conjunto de unidades de bloque para manejar la corriente de entrada, el cálculo para conocer el número de unidades requeridas para el procesamiento de éste flujo se muestra en la tabla n° 36.

Tabla n° 36. Capacidad del Sistema de Unidades de Bloque

<i>Capacidad Unidad de Bloque</i>		
<i>Capacidad</i>	10000000	MCN
<i>Anual</i>		
<i>Capacidad</i>	27397,26027	MCN
<i>Diaria</i>	967525,1157	PCN
	1021426,236	PCS
<i>Unidades Req.</i>	36	

Características Técnicas del Sistema

En la tabla n° 37, se resumen las características principales de la tecnología de Unidad de Bloques.

Tabla n° 37. Resumen del Sistema de Unidades de Bloque.

Unidad de Bloques Para la Producción de Propano- Butano desde Gas Asociado de Petróleo

<i>Tasa de Alimentación o Entrada</i>	1 MMPCN
--	---------

Requerimiento Contenido de Líquidos en Gas de Entrada (C₃+) 	Desde 5%
Factor de Recobro de GLP de Salida	90%

IV.2.2 Comparación de Costos

Con la finalidad de comparar el costo general de cada tecnología se hará una evaluación de cada elemento perteneciente al sistema planteado por cada una de ellas, esto debido a que no se pudo acceder al valor suministrado por el fabricante por la naturaleza de ésta investigación y requerirse un proyecto de licitación para obtener tal información. De acuerdo con este planteamiento se realizó la comparación de costos, elemento a elemento, asignando una puntuación a cada uno con base en la descripción de cada componente, realizada en el Capítulo III del presente trabajo.

A partir de allí, se aplicó la matriz de costos de inversión, operación y mantenimiento detallados en las tablas n° 38, 39 y 40 respectivamente.

Tabla n° 38. Matriz de Costos de Inversión

Tecnología	Componente	Ponderación costo componente	Cantidad Componente	Puntaje compone nte total	Puntuación Tecnología
Gas Plant in a Bottle ® (GPB)	Intercambiador de	40	1	40	520
	Calor Gas-Gas				
	Separador Frío	30	1	30	
	TurboExpansor	100	1	100	
	Torre	70	1	70	
	Demetanizadora				

	(*EXTRA) Torre Deetanizadora	60	1	60	
	(*EXTRA) Torre Fraccionamiento	50	1	50	
	Subenfriador	70	1	70	
	Módulo HMT	100	1	100	
LPG-SEP™.	Compresor	90	1	90	290
	Unidad de Enfriamiento	80	1	80	
	Sistema de Membrana	70	1	70	
	Torre Fraccionamiento	50	1	50	
Unidad en Bloques	Compresor con sistemas auxiliares	80	1	80	370
	Enfriador de Gas Poca Capacidad	60	1	60	
	Intercambiador de Calor Gas-Gas	40	1	40	
	Intercambiador de Calor Gas-GLP	30	1	30	
	Tubo Vórtice de Tres Corrientes	30	1	30	
	Separador	20	2	40	
	Tanque de Almacenamiento	10	1	10	
	Torre Fraccionamiento	40	1	40	
	Rehervidor	20	1	20	
	Dosificador Metano	10	2	20	

Tabla n° 39. Matriz de Costos de Operación

Tecnología	Componente	Ponderación costo componente	Cantidad Componente	Puntaje compone nte total	Puntuación Tecnología
Gas Plant in a Bottle ® (GPB)	Intercambiador de Calor Gas-Gas	40	1	40	530
	Separador Frío	50	1	50	
	TurboExpansor	70	1	70	
	Torre Demetanizadora	30	1	30	
	(*EXTRA) Torre Deetanizadora	100	1	100	
	(*EXTRA) Torre Fraccionamiento	100	1	100	
	Subenfriador	60	1	60	
	Módulo HMT	80	1	80	
LPG-SEP™.	Compresor	90	1	90	280
	Unidad de Enfriamiento	70	1	70	
	Sistema de Membrana	30	1	30	
	Torre Fraccionamiento	90	1	90	
Unidad en Bloques	Compresor con sistemas auxiliares	80	1	80	450
	Enfriador de Gas Poca Capacidad	60	1	60	
	Intercambiador de Calor Gas-Gas	40	1	40	
	Intercambiador de Calor Gas-GLP	40	1	40	
	Tubo Vórtice de Tres Corrientes	20	1	20	
	Separador	40	2	80	

Tanque de Almacenamiento	10	1	10
Torre Fraccionamiento	50	1	50
Rehervidor	50	1	50
Dosificador Metano	10	2	20

Tabla n° 40. Matriz de Costos de Mantenimiento

Tecnología	Componente	Ponderación costo componente	Cantidad Componente	Puntaje compone nte total	Puntuación Tecnología
Gas Plant in a Bottle ® (GPB)	Intercambiador de Calor Gas-Gas	30	1	30	330
	Separador Frío	40	1	40	
	TurboExpansor	30	1	30	
	Torre Demetanizadora	50	1	50	
	(*EXTRA) Torre Deetanizadora	50	1	50	
	(*EXTRA) Torre Fraccionamiento	50	1	50	
	Subenfriador	30	1	30	
	Módulo HMT	50	1	50	
	Compresor	50	1	50	
	Unidad de Enfriamiento	40	1	40	
LPG-SEP™.	Sistema de Membrana	100	1	100	270
	Torre Fraccionamiento	80	1	80	
	Compresor con sistemas auxiliares	40	1	40	
	Enfriador de Gas	20	1	20	

Poca Capacidad			
Intercambiador de Calor Gas-Gas	20	1	20
Intercambiador de Calor Gas-GLP	20	1	20
Tubo Vórtice de Tres Corrientes	30	1	30
Separador	20	2	40
Tanque de Almacenamiento	10	1	10
Torre Fraccionamiento	30	1	30
Rehervidor	10	1	10
Dosificador Metano	10	2	20

IV.2.3 Selección de Tecnología

Finalmente, contando con todos los datos que permiten realizar la comparación de las tres tecnologías se aplicó la matriz comparativa indicada en la tabla n° 41, la que indicó un mayor puntaje de acuerdo a los criterios evaluados fue seleccionada como la tecnología óptima para el campo en estudio.

Tabla n° 41. Matriz de Selección de Tecnología.

Criterio	Peso	Gas Plant in a Bottle® (GPB)		LPG-SEPTM.		Unidad Bloques Para Producción de Propano-Butano®	
		Clasif.	Puntos	Clasif.	Puntos	Clasif.	Puntos
Factibilidad Técnica (15%)	0,15	E	100	E	100	B	60
Accesibilidad Técnica (5%)	0,05	M	0	R	20	E	100

Complejidad del Proceso (5%)	0,05	R	20	B	60	E	100
Experiencia Local y Global (5%)	0,05	R	20	B	60	M	0
Disponibilidad Adquisición (5%)	0,05	B	60	B	60	E	100
Cantidad de GLP Producido (20%)	0,2	E	100	B	60	R	20
Costos de Operación (10%)	0,1	R	60	E	100	B	60
Costos de Inversión (10%)	0,1	R	60	E	100	B	60
Costos de Mantenimiento (10%)	0,1	B	20	E	100	E	100
Modularidad de Diseño (15%)	0,15	R	20	B	60	E	100
Total			57		76		65

De acuerdo con los resultados de la matriz previamente ejecutada, la tecnología óptima para la aplicación en la corriente de quema asociada al campo A, es la tecnología LPG-Sep™.

IV.3 Modelaje de la tecnología seleccionada

Finalmente la tecnología óptima para ser aplicada resultó ser la LPG-Sep™, la cual posee unas características de producción descritas a continuación a través de la tabla n° 42 y el esquema descrito en la figura n° 45.

Tabla n° 42. Resumen de Operación LPG-Sep™

Características LPG-Sep™

Tasa de Alimentación o Entrada	36,575 MMPCS/D	
Requerimiento Contenido de Líquidos en Gas de Entrada (C₃+) 	5 %	
Factor de Recobro de GLP de Salida	Hasta 95%	
Eficiencia	95%	
Volumen Gas Seco Remanente	34,627	MMPCS/D
Volumen C₃	305,603	BBL/D
Volumen C₄	413,233	BBL/D
Cantidad GLP (producible)	436,576	BBL/D
	18.336,192	GAL/D
	35.193,333	KG/D
	3.519 cilindros de GLP/D 10 kg de capacidad	
Volumen C₅+ (Líquidos Remanentes)	880,193	BBL/D

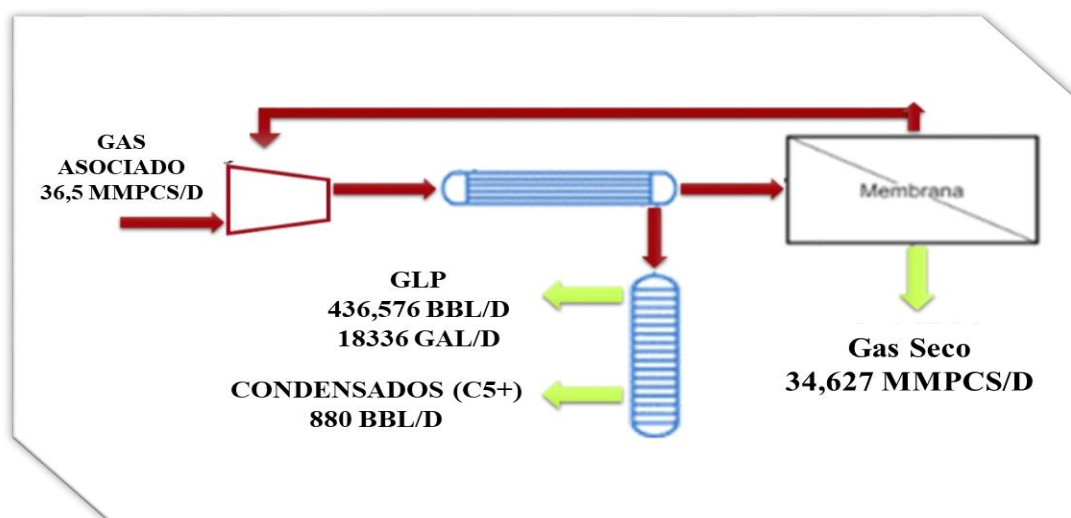


Figura n° 45. Esquema de Proceso LPG-Sep™ Para Campo A

IV.4 Análisis económico y de entorno

Es conocido que el mercado del gas natural posee un comportamiento fluctuante por región y por época del año, de acuerdo a la oferta y la demanda del momento en función del tipo de producto final, el proceso requerido para su obtención, transporte y tratamiento previo a la venta. En casos como en el de Venezuela donde se promueven políticas y regulaciones orientadas a la protección y subsidio del precio final, los productos poseen un valor muy bajo en comparación a los mercados vecinos. En otros mercados, como en el caso de las islas del Caribe, donde no hay fuentes de hidrocarburos y el transporte a sitios remotos suelen ser difícil, el costo del gas natural incrementa sustancialmente.

Por otra parte, el Gas Natural puede ser vendido como una corriente individual en función de su poder calorífico, por separado cada componente de los Líquidos del Gas Natural (Etano, Propano, n-Butano, Iso-Butano, n-Pentano y fracciones más pesadas) o a través de mezclas de Líquidos del Gas Natural comerciales (Gases Licuados de Petróleo, Butano-Gasolina, Gasolina Natural o mezclas más pesadas).

Es por ello, que la estrategia de transporte y comercialización de acuerdo al mercado en el cual se desea destinar el producto final, define el esquema de fraccionamiento del gas natural en función de obtener la mayor cantidad de beneficio neto.

En la presente investigación, se decidió de acuerdo a las características de extracción de la tecnología seleccionada y de la demanda en el mercado nacional, disponer de tres productos principales: Gases Licuados de Petróleo (GLP), gasolina natural (C₅+) y la corriente de gas natural residual (compuesta principalmente por metano y etano).

Para cada rubro se seleccionó un marcador de precios como referencia, luego se consultó el histórico de precios para los últimos años, para establecer dos escenarios. El primero de ellos un escenario optimista donde se seleccionó el precio máximo del marcador en el período, y un escenario pesimista donde se

seleccionó el menor precio del marcador en el período. Para el gas natural se seleccionó el marcador US Natural Gas spot price at Henry Hub, Louisiana (IndexMundi, 2018), el cual oscila entre 1,6 \$/MMBTU y 6 \$/MMBTU. Con respecto a los gases licuados de petróleo, el marcador seleccionado es el Mont Belvieu, TX Propane Spot Price FOB suministrado por (IndexMundi, 2018) que indica un rango de precios entre 0,35 \$/GAL y 1,5 \$/GAL. Y finalmente el precio de la gasolina natural se ubica entre 150 y 250 centavos de dólar americano por galón, de acuerdo con información suministrada por (U.S. Energy Information Administration, 2014) indicada en la figura n° 46.

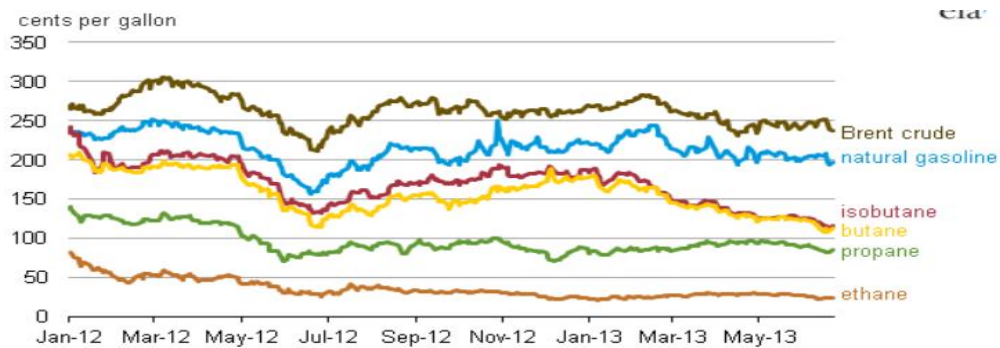


Figura n° 46. Precios de LGN desde 2012 (U.S. Energy Information Administration, 2014)

En este sentido, se comparó los ingresos percibidos por la venta de los productos calculados con base en los indicadores previamente señalados, con respecto a la venta del gas natural sin procesar. A continuación se muestran los resultados obtenidos.

Tabla n° 43. Ingresos Base de Precios Pesimista

ESCENARIO PESIMISTA

Precio Gas Natural	1,6	\$/MMBTU
Precio GLP	14,7	\$/BBL
Precio Gasolina Natural	63	\$/BBL
Poder Calorífico Gas sin Procesar	42485,072	MMBTU/D
Poder Calorífico Gas Residual	35779,511	MMBTU/D
Ingreso GLP	6417,67	\$/D
Ingreso Gasolina Natural	55452,17	\$/D
Ingreso Gas Residual	57247,22	\$/D
Ingreso Ventas Gas Procesado	119117,05	\$/D
Ingreso Ventas Sin Procesar	67976,11	\$/D
Ganancia por Procesamiento	51140,94	\$/D

Tabla n° 44. Ingresos Base de Precios Optimista

ESCENARIO OPTIMISTA

Precio Gas Natural	6	\$/MMBTU
Precio GLP	63	\$/BBL
Precio Gasolina Natural	105	\$/BBL
Poder Calorífico Gas sin Procesar	42485,072	MMBTU/D
Poder Calorífico Gas Residual	35779,511	MMBTU/D
Ingreso GLP	27504,29	\$/D
Ingreso Gasolina Natural	92420,28	\$/D
Ingreso Gas Residual	214677,07	\$/D
Ingreso Ventas Gas Procesado	334601,63	\$/D
Ingreso Ventas Sin Procesar	254910,43	\$/D
Ganancia por Procesamiento	79691,20	\$/D

De acuerdo con el balance realizado en las tablas n° 43 y 44, se obtiene mayor ganancia vendiendo productos del gas natural que comercializándolo sin procesamiento, lo cual hace factible la aplicación del proyecto.

IV.5 Propuestas de distribución

De acuerdo con los objetivos iniciales de esta investigación se realizó una propuesta de distribución de GLP de acuerdo con la producción obtenida a partir de la aplicación de la tecnología LPG-Sep asociada al Campo A, para lo cual se

seleccionó la planta de llenado de Gas Comunal S.A. más cercana, que corresponde a la localidad El Tigre, estado Anzoátegui. A partir de datos cartográficos satelitales, se estimó una distancia aproximada del Campo “A” a las instalaciones de llenado, a través de carretera, de 110 Km. Lo que permite el traslado de GLP en aproximadamente 2 horas haciendo uso de cisternas terrestres. La ruta de transporte se muestra a continuación en la Figura n° 47.

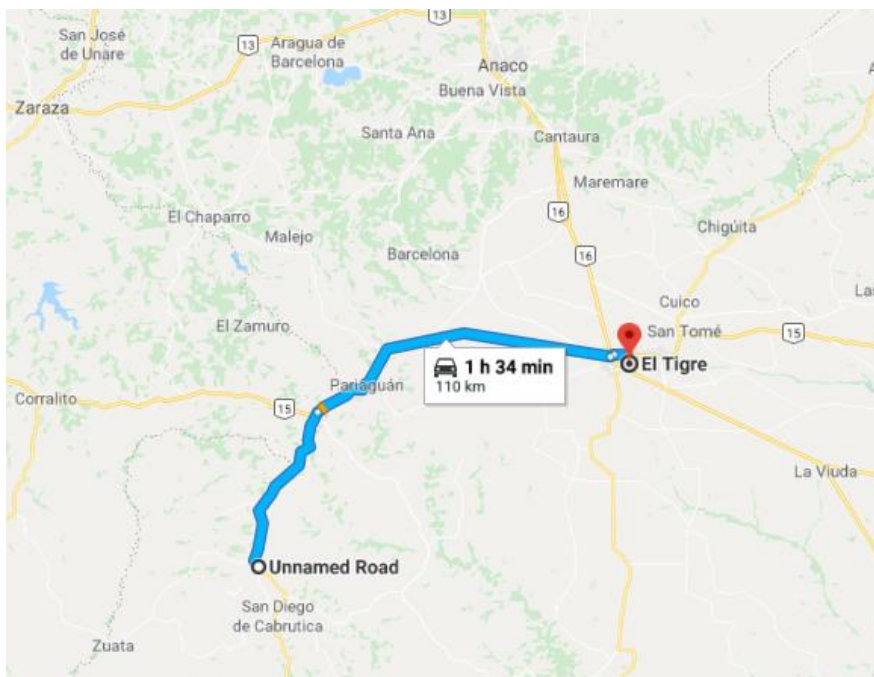


Figura n° 47. Distancia Aproximada del Campo A a la Población de El Tigre (Google Maps, 2018)

De acuerdo con la información indicada en la tabla n° 42 en un caso optimo la tecnología LPG-Sep™ produce 18.336 GAL/D de GLP. Para la planta de llenado El Tigre, la cual de acuerdo con información suministrada por Gas Comunal S.A. consume en promedio 40 cisternas semanales de GLP, con un volumen aproximado de 10.000 galones de GLP por cada viaje de cisterna. De acuerdo con los datos de producción de la tecnología seleccionada, se podría suministrar un máximo de 44 cisternas mensuales a la planta, lo que puede cubrir gran parte o completamente la demanda de GLP para la planta de llenado, atendiendo un

estimado de 42.000 familias para un periodo de 20 días aproximadamente, tiempo de consumo de cilindros de 10kg.

Con respecto a los remanentes del proceso, gas seco y condensado de gas natural, se realizó la propuesta del aprovechamiento de los mismos evaluando las siguientes opciones:

1. Reinyección del gas seco a los yacimientos de petróleo, con la finalidad de mantener la presión de yacimiento.
2. Utilización del gas seco para consumo energético del campo o de equipos del propio sistema de procesamiento de gas, mediante el uso de turbinas a gas.
3. Comercialización del gas residual y/o condensado con la industria petroquímica local, o la exportación de dichos recursos con la finalidad de obtener divisas que financien la aplicación de la tecnología en áreas con características similares, así como también el retorno de la inversión en el menor tiempo posible.

CONCLUSIONES

1. Se determinó que Campo “A”, ubicado en el Bloque Junín de la FPO, es el óptimo para la implementación de un programa de extracción de LGN. El campo cuenta con una corriente de entrada de gas destinada a la quema y venteo de 40,5 MMPCN/D y una riqueza de C3+ de 1,7438 GPM, la cual puede ser aprovechada.
2. La tecnología más eficiente para la aplicación en este campo es la LPG-Sep™, la cual es capaz de producir a su máxima eficiencia un volumen de 18.336,192 GAL/D de GLP. La aplicación de LPG-Sep™ puede producir, como productos secundarios al objetivo de la investigación, un volumen de 34.627,195 MMPCN/D de gas residual seco y 880,193 BBL/D de condensados del gas natural.
3. Al aplicar este proyecto de recuperación de LGN a partir del gas de venteo en el Campo A, el ingreso bruto se estima que oscile entre 119.117,05 US\$/D para un escenario pesimista y 334.601,63 US\$/D para un escenario optimista. Sin embargo otros rasgos económicos como costos de instalación, mantenimiento y operación así como los costos por el tratamiento del gas deben ser considerados si se desea evaluar un esquema de rentabilidad del negocio.
4. El aprovechamiento de esta corriente de gas del Campo A, disminuirá las emisiones de contaminantes a la atmosfera y aumentará su eficiencia energética.
5. De acuerdo con la máxima producción de GLP esperada para la tecnología LPG-Sep™ se podría atender completamente la demanda mensual de una planta de llenado de GLP cercana al campo, abasteciendo un total de 42.000 familias de la región oriental del país que utilicen bombonas de 10 kg durante un período de 20 días.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda la simulación del proceso LPG-Sep, que involucre las variables evaluadas en el presente trabajo de investigación y las especificaciones de los componentes de la tecnología, en función de obtener resultados más realistas.
- Se requiere evaluar el impacto en el proyecto del diseño de un esquema de tratamiento del gas para eliminar contaminantes y el contenido de agua en la corriente de venteo.
- Se sugiere la aplicación de un esquema de negocios, haciendo un proceso de licitación para evaluar el valor económico de la tecnología, a partir de los precios suministrados por el fabricante. Este esquema de negocios tiene la finalidad de aplicar un balance económico para determinar magnitud y tiempos de retorno de inversión.
- Se recomienda la evaluación de tecnologías innovadoras de éste estilo en distintos campos con altos flujos de quema y venteo, con la finalidad de aprovechar al máximo la energía a partir de los hidrocarburos nacionales y evitar el desperdicio de estos recursos que emiten contaminación al ambiente de no ser tratados adecuadamente.
- Se propone la promoción del uso de tecnologías modulares de este estilo, lo que permitiría la gasificación del territorio nacional por fases y con inversiones pequeñas para ser aplicadas en corto y mediano plazo, así como aumentar producción y suministro de gas progresivamente, evitando gastos de importación para el suministro nacional de GLP.
- Con la finalidad de garantizar el retorno de la inversión se recomienda el análisis financiero para el uso de los productos remanentes destinados a consumo propio del campo, y para el comercio internacional con países vecinos para la obtención de divisas que permitan el financiamiento.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Internacional de Energía. (2017). *Natural Gas. Information Overview*. EIA.
- Alvarado, E. (27 de Enero de 2011). *Membranas*. Obtenido de La Comunidad Petrolera:
<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2011/01/membranas.html>
- BP. (2017). *BP Energy Outlook 2017 Edition*. British Petroleum.
- Colfecar. Estudios Económicos. (2014). • *Gas Licuado De Petróleo: ¿Una Opción De Combustible Para El Transportador De Carga Por Carretera?* COLFECAR.
- DAFFIETOOLS, S.A. (2017). *Mini enfriador EXAIR*. Obtenido de
http://www.daffietools.com/daffie_exair_tubos_vortex3.html
- Decreto Con Rango Y Fuerza De Ley Orgánica De Hidrocarburos Gaseosos, Gaceta Oficial N° 36.793 (23 de Septiembre de 1999).
- Direct Industry. (2018). *BOWMAN. Intercambiador de calor tubular / líquido-gas / para de recuperación de calor sobre gases de escape*. Obtenido de
<http://www.directindustry.es/prod/bowman/product-14017-84034.html>
- Duerto O, M. (Julio de 2009). Evaluación del Sistema de Estabilización de los Trenes A y B de la Planta de Extracción San Joaquín. *Trabajo Especial de Grado*. Barcelona, Venezuela: Universidad de Oriente.
- Duerto O, M. J. (2009). *Evaluación del sistema de estabilización de los trenes A y B de la planta de extracción San Joaquín*. Barcelona: Universidad de Oriente.
- Ecopetrol. (2014). *Información General. ¿Qué es el Gas Natural?* Obtenido de Ecopetrol:
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas->

natural/Informaci%C3%B3n%20General/que-es-el-gas-natural/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8ziLQIMHd09DQy9DZwt3QwcjTwsQxw9g4I8nIz0C7IdFQEONbdQ/

ENI. (2018). *Eni's activities in Venezuela*. Obtenido de Enipedia: https://www.eni.com/enipedia/en_IT/international-presence/the-americas/enis-activities-in-venezuela.page?lnkfrm=serp

Fuenmayor, S. (2012). *Adecuación del sistema de alivio y venteo de la estación de flujo MX-94 a la ley penal de ambiente*. Maracaibo: Universidad Rafael Urdaneta.

García Contreras, O., & Muñoz, J. E. (2009). *Construcción y caracterización de un tubo Ranque-Hilsch*. Bogotá, Colombia: Departamento de Física, Universidad Nacional de Colombia.

Gas Processors Suppliers Association. (2004). *Engineering Data Book (Décima Segunda ed., Vol. I & II)*. Tulsa, Oklahoma: GPSA.

Ghosh, T. K., & Prelas, M. A. (2009). *Energy Resources and Systems: Volume 1: Fundamentals and Non-Renewable Resources (Vol. I)*. Springer Science + Busines Media B.V.

Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (1999). *Metodología de la Investigación. Segunda Edición*. Juarez, México: McGraw-Hill Interamericana Editores.

IndexMundi. (11 de Abril de 2018). Obtenido de Natural Gas Monthly Price - US Dollars per Million Metric British Thermal Unit: <https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=natural-gas&months=60>

Ley Orgánica de Hidrocarburos (24 de Mayo de 2006).

- Martínez, A. (Mayo de 2004). Proyecto Sipororo. Gas Libre Para Generación Eléctrica. Asociación Venezolana de Productores de Gas (AVPG).
- Membrane Technology & Research, Inc. (2016). *LPG Recovery from Associated Gas. LPG-SEP™*. California. USA: Membrane Technology & Research, Inc.
- MENPET. (2017). *Actas de Producción de Gas Octubre*. Caracas: Ministerio de Petróleo.
- Morillo, M. (2004). *Diseño de Planta de Extracción de GLP en un Sistema Existente de Compresión y Transmisión de Gas Asociado*. Maracaibo: Universidad del Zulia.
- Norma COVENIN. Productos Derivados del Petróleo. Gases Licuados del Petróleo, COVENIN 904 (Sencamer 1998).
- Normas para el transporte terrestre, almacenamiento e instalación de sistemas de gases de petróleo licuados., Resolución N° 290. Gaceta Oficial Extraordinario N° 2.071 (8 de agosto de 1977).
- Ochoa M, G., & Alvarado P, E. (2011). Desarrollo de una plataforma informática para el apoyo técnico al área del gas natural en la F.I.U.C.V. *Trabajo Especial de Grado*. Caracas|, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.
- OPEC. (2013). *Annual Statistical Bulletin*. Viena: OPEC.
- Ortloff Engineers, Ltd. (2011). *Gas Plant in A Bottle*. Texas, USA: Ortloff Engineers and SME Products, L.P.
- PDVSA. (2016). *Exploración y Producción*. Obtenido de PDVSA: http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=6536&Itemid=581&lang=es
- PDVSA. (2016). *Informe de Gestión Anual*. Caracas: PDVSA.

- Pieprzyk, B., & Rojas, P. (Diciembre de 2015). Quema y Venteo de Gas Asociado. *Desarrollo Actual y Efectos del Petróleo Marginal*. Alemania: Energy Research Architecture.
- Rondón, E. (2014). *TECNOGAS: Tecnología de Gas*. . Caracas.
- Rowe, R. (2018). ¿Cómo funciona un expansor Turbo? *Geniolandia*.
- Rudnick, H. (2015). *Mercado de GNL en Chile*. Chile: Universidad Pontificia Católica de Chile.
- Schlumberger. (2018). *Oilfield Glossary*. Obtenido de Schlumberger Oilfield Glossary: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/>
- Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. (Agosto de 2012). Informe Quincenal de la SNMPE. *Sistemas de Transporte de Gas Natural*. Lima, Perú.
- U.S. Energy Information Administration. (2014). *Natural gas liquids prices trend down since the start of 2012*. Texas.
- Universidad Autónoma Juan Misael Saracho. (2004). *Diseño de Intercambiadores de Calor*. Bolivia: UAJMS.
- Velichko Vladimir , V. (2010). *INSTALACIÓN DEL BLOQUE PARA OBTENER LA MEZCLA DE PROPANO-BUTANO TÉCNICA DE GAS ASOCIADO DE PETROLEO*. Orenburg, Rusia: ООО «ВолгоУралНИПИгаз».
- WLPGA. (2015). *LPG Exceptional Energy*. World LPG Association.
- Zorrilla, A. (2014). "Valorización del Gas Natural de Quema y/o Venteo Bajo Distintos Escenarios de Producción en el Oriente Venezolano". *Trabajo Especial de Grado*. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.