

**UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO**

**COLEGIO DE CIENCIAS E INGENIERIA, EL POLITECNICO**

**Análisis de prefactibilidad para el aprovechamiento eco eficiente del gas asociado presente en las operaciones de explotación hidrocarburífera en la región amazónica**

**Katherine Eliana Cajamarca Cáceres**

**Daniela Almeida, Ph.D., Directora de Tesis**

Tesis de grado presentada como requisito para la obtención  
del título de Ingeniera Química

Quito

Diciembre de 2012

**Universidad San Francisco de Quito**  
**Colegio de Ciencias e Ingeniería, El Politécnico**

**HOJA DE APROBACIÓN DE TESIS**

**Análisis de prefactibilidad para el aprovechamiento eco eficiente del gas asociado presente en las operaciones de explotación hidrocarburífera en la región amazónica**

**Katherine Eliana Cajamarca Cáceres**

Dr. Ing. Daniela Gertrud Almeida Streitwieser

Directora de Tesis

---

Ing. Marcelo Albuja, M.Sc.

Miembro del Comité de Tesis

---

Gustavo Muñoz, Ph.D.

Miembro del Comité de Tesis

---

Santiago Gangotena, Ph.D.

Decano del Colegio de Ciencias e Ingeniería

---

Quito, Diciembre 2012

© DERECHOS DE AUTOR

Por medio del presente documento certifico que he leído la Política de Propiedad Intelectual de la Universidad San Francisco de Quito y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo de investigación quedan sujetos a lo dispuesto en la Política.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo de investigación en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Firma:

-----

Nombre: Katherine Eliana Cajamarca Cáceres

C. I.: 0923762389

Fecha: Diciembre 3, 2012

## **Agradecimientos**

A la Compañía Andes Petroleum Company Limited, en especial al Ing. Enrique Monmany, mi director y guía en el desarrollo de este proyecto.

A Daniela Almeida, Dr.-Ing., Directora de Tesis, por su ayuda y guía.

A mis profesores, por los conocimientos impartidos.

A mis padres y hermana por su apoyo incondicional.

A todos y cada uno de los que de alguna forma colaboraron para que este proyecto se lleve a cabo.

## Resumen

En este proyecto de tesis se busca diseñar un proceso de acondicionamiento y uso del gas asociado para la generación de energía eléctrica para el autoconsumo en los campos surorientales de explotación hidrocarburífera Old Marian y Mariann Battery. Para el diseño, se ha pensado en la evaluación de distintas especificaciones tecnológicas tales como turbinas y motores de combustión interna a gas y gas-diesel.

En el primer paso, se establece el estado actual de los campos Old Mariann y Mariann 4A Battery con el fin de obtener la información necesaria para entender los procesos de producción de los campos y estimar la cantidad de energía utilizada para el desarrollo de los mismos.

A continuación, se proponen dos escenarios con los cuales se pretende sustituir el consumo de diesel como combustible para generación de energía en dichos campos con el gas asociado. En ambos casos se plantea la deshidratación del gas y la implementación de moto-generadores pues tienen menos restricciones en cuanto a la especificación y calidad del gas. El primer escenario considera la instalación de generadores tanto en Marian Battery como en Old Mariann. El segundo escenario propone transportar el gas de Mariann Battery hacia la estación de Old Mariann y mezclar las dos corrientes, en donde se instalará el generador a gas. Se evalúan las propuestas en cuanto a cantidad de gas disponible en cada campo, su poder calórico y el porcentaje de agua en el mismo.

Finalmente, por medio del análisis económico de ambas propuestas, se concluye que si bien ambas propuestas demuestran ahorros importantes en los costos operacionales, la segunda presenta mayores beneficios.

## **Abstract**

This project thesis comprises the design of an associated gas conditioning process for its use as fuel for electrical power generation in the Old Mariann and Mariann Battery hydrocarbon fields, so that it can minimize the environmental impact. For such design, different technological specifications such as turbines and internal combustion engines (gas, gas-diesel) are evaluated. The current state of the Old Mariann and Marian Battery fields is established in order to obtain the required information for understanding the field facility processes and estimating the amount of utilized energy for their development.

Two scenarios are proposed to substitute the diesel consumption as a fuel for electrical power generation in the above mentioned fields. Both scenarios include a gas dehydration system and the installation of gas enginators that allow fewer restrictions on the gas specification and quality. The first scenario includes the installation of gas enginators in both Old Mariann and Mariann Battery fields. The second scenario proposes the gas transportation from Mariann Battery to the Old Mariann field station and the mixing of associated gas streams from both fields, where the gas enginator will be installed.

Both proposals are evaluated according to the associated gas availability in each field, its heating value and its water content. Finally, through the economic analysis of both proposals, it can be concluded that mixing both gas streams yields better economical and technical benefits.

## Tabla de contenido

Resumen.....	iv
Abstract.....	v
Tabla de contenido.....	vi
Índice de Figuras.....	viii
Índice de Tablas.....	x
Índice de Anexos.....	xii
Nomenclatura.....	xiii
<b>1</b> Introducción.....	<b>1</b>
1.1 Antecedentes.....	1
1.1.1 Sector Petrolero en el Ecuador.....	3
1.1.2 Descripción del Bloque Tarapoa.....	4
1.2 Justificación del proyecto .....	5
1.3 Objetivos.....	5
1.3.1 Objetivo General.....	5
1.3.2 Objetivos específicos .....	5
<b>2</b> Marco Teórico .....	<b>7</b>
2.1 Gas asociado a la producción de petróleo.....	7
2.1.1 Origen del gas asociado .....	7
2.1.2 Características del gas asociado.....	8
2.1.3 Principales aplicaciones del gas asociado.....	9
2.2 Fundamento para especificación de gases .....	10
2.3 Propiedades fisicoquímicas del gas asociado .....	11
2.3.1 Densidad Relativa .....	12
2.3.2 Viscosidad del gas.....	12
2.3.3 Temperatura crítica ( $T_c$ ) y Presión crítica ( $P_c$ ).....	12
2.3.4 Factor de compresibilidad del gas ( $Z$ ).....	14
2.3.5 Factor volumétrico de formación del gas.....	17
2.3.6 Densidad del gas .....	17
2.3.7 Punto de rocío (Dew Point).....	18

2.3.8	Relación Gas-Crudo (GOR).....	18
2.3.9	Poder calorífico.....	18
2.4	Análisis cromatográfico del gas asociado.....	19
2.5	Tecnologías existentes para la utilización energética del gas asociado .....	22
2.5.1	Turbinas a gas .....	22
2.5.2	Turbinas a vapor .....	23
2.5.3	Motores de combustión interna de un solo combustible .....	23
2.5.4	Motores de combustión interna del tipo "Bi-Fuel" .....	24
3	Facilidades de producción de los campos Old Mariann y Mariann 4A .....	28
3.1	Descripción del proceso de separación de petróleo, agua y gas en los campos de Old Mariann y Mariann 4A Battery .....	29
3.2	Pronóstico de producción.....	34
3.3	Condiciones actuales de la capacidad energética instalada y la demanda de energía en el Campo Mariann .....	35
3.3.1	Proyección de crecimiento de la demanda energética.....	36
3.4	Caracterización del gas en los campos Old Mariann y Mariann 4A.....	37
3.5	Selección de la tecnología para generación .....	43
4	Diseño conceptual del sistema de tratamiento del gas asociado para su utilización en generadores con motores de combustión interna.....	45
4.1	Resumen de la situación actual .....	45
4.2	Descripción de la propuesta 1 .....	46
4.2.1	Evaluación de la propuesta 1 .....	50
4.3	Descripción de la propuesta 2.....	55
4.3.1	Evaluación de la propuesta 2 .....	57
4.4	Análisis técnico de los sistemas propuestos.....	60
5	Análisis económico para la implementación del sistema.....	61
5.1	Primer escenario - Aprovechamiento de gas en forma separada .....	61
5.2	Segundo escenario – Transporte de gas desde Mariann 4A hacia Old Mariann.....	64
6	Conclusiones y recomendaciones .....	67
7	Bibliografía.....	70
	Anexos .....	73

## Índice de Figuras

Figura 1-1 Ubicación geográfica del Bloque Tarapoa .....	4
Figura 1-2 Campos del Bloque Tarapoa .....	5
Figura 2-1 Esquemática de una trampa geológica .....	7
Figura 2-2 Esquema de los componentes de un cromatógrafo de gas .....	20
Figura 2-3 Cromatógrafo de gases Perkin Elmer Clarus 500 .....	22
Figura 2-4 Componentes motor de combustión interna.....	23
Figura 2-5 Sistema Bi-Fuel.....	25
Figura 2-6 Ventana de Combustible Compartido Wärtsilä 32GD .....	26
Figura 2-7 Periodo de pruebas realizadas en un grupo de motor: consumo vs ahorro diesel .....	26
Figura 3-1 Ubicación geográfica de los campos Old Mariann y Mariann 4A Battery .....	28
Figura 3-2 Diagrama de bloques del tratamiento de petróleo.....	30
Figura 3-3 Esquema del proceso de producción de petróleo y gas en Old Mariann y Mariann 4A Battery .....	32
Figura 3-4 Campo Old Mariann.....	33
Figura 3-5 Campo Mariann Battery 4A.....	33
Figura 3-6 Balas que contienen las muestras de gas.....	37
Figura 4-1 Diagrama de la propuesta 1: Sistema de deshidratación del gas proveniente de Mariann Battery para uso en moto-generadores .....	47
Figura 4-2 Diagrama de la propuesta 1: Sistema de deshidratación del gas proveniente de Old Mariann para uso en moto-generadores.....	49
Figura 4-3 Diagrama de la propuesta 2: Sistema de deshidratación del gas asociado para uso en moto-generadores instalados en Old Mariann.....	56
Figura A1-1 Factores de compresibilidad para gases naturales.....	75
Figura A1-2 Factores de compresibilidad para gases naturales cerca de la presión atmosférica.....	76
Figura A1-3 Factores de compresibilidad para gases naturales a bajas presiones seudorreducidas.....	76
Figura A4-1 Definición de unidades de energía en HYSYS.....	86
Figura A4-2 Ventana de <i>Simulation Basis Manager</i> .....	86
Figura A4-3 Ventana de <i>Component List View</i> - Ingreso de componentes para caracterización.....	87
Figura A4-4 Ventana de selección de paquete de propiedades de fluidos.....	88
Figura A4-5 Ventana de <i>Simulation Basis Manager</i> luego de escoger el paquete de propiedades.....	89

Figura A4-6 Condiciones de la corriente de gas Mariann 4A Battery.....	90
Figura A4-7 Composición de la corriente de gas Mariann 4A Battery.....	90
Figura A4-8 Propiedades de la corriente de gas de Mariann 4A Battery [1].....	91
Figura A4-9 Propiedades de la corriente de gas de Mariann 4A Battery [2].....	91
Figura A4-10 Propiedades de la corriente de gas de Mariann 4A Battery [3].....	92
Figura A4-11 Propiedades de la corriente de gas de Mariann 4A Battery [4].....	92
Figura A4-12 Condiciones de la corriente de gas de Old Mariann .....	93
Figura A4-13 Composición de la corriente de gas de Old Mariann.....	93
Figura A4-14 Propiedades de la corriente de gas de Old Mariann [1].....	94
Figura A4-15 Propiedades de la corriente de gas de Old Mariann [2].....	94
Figura A4-16 Composición de la corriente de gas a generación de Mariann Battery.....	95
Figura A4-17 Propiedades de la corriente de gas a generación de Mariann Battery.....	95
Figura A4-18 Composición de la corriente de gas a generación de Old Mariann.....	96
Figura A4-19 Propiedades de la corriente de gas a generación de Old Mariann.....	96
Figura A4-20 Composición de la corriente de gas (mezcla) a generación.....	97
Figura A4-21 Propiedades de la corriente de gas (mezcla) a generación.....	97

## Índice de Tablas

Tabla 2-1 Composición general del gas asociado.....	8
Tabla 2-2 Niveles de emisión en los combustibles fósiles-libras por millón BTU de energía aportada .....	10
Tabla 3-1 Perfil de producción de petróleo y agua 2012-2015 Campo OLD MARIANN.....	34
Tabla 3-2 Perfil de producción petróleo y agua periodo 2012-2015 Campo MARIANN 4A.....	34
Tabla 3-3 Perfil de producción diaria de gas periodo 2012-2015 Campos OLD MARIANN y MARIANN 4A .....	35
Tabla 3-4 Capacidad instalada vs demanda real de energía del Campo Mariann.....	35
Tabla 3-5 Demanda en el campo Mariann.....	36
Tabla 3-6 Composición del gas asociado proveniente de los campos Old Mariann y Mariann 4A .....	38
Tabla 3-7 Propiedades físicas del gas asociado proveniente de los campos Old Mariann y Mariann 4A Battery.....	39
Tabla 3-8 Tabla comparativa de los porcentajes molares de los componentes de distintas muestras de gas provenientes de las estaciones Old Mariann y Mariann Battery .....	39
Tabla 3-9 Propiedades del gas asociado de Mariann Battery .....	41
Tabla 3-10 Propiedades del gas asociado de Old Mariann .....	41
Tabla 3-11 Algunas propiedades físicas y termodinámicas del gas Mariann Battery (HYSYS).....	42
Tabla 3-12 Algunas propiedades físicas y termodinámicas del gas Old Mariann (HYSYS) .....	43
Tabla 4-1 Composición del gas de Mariann Battery antes y después del sistema de deshidratación....	50
Tabla 4-2 Algunas propiedades del gas antes y después del sistema de deshidratación.....	51
Tabla 4-3 Balance de masa y energía (HYSYS) del sistema de deshidratación propuesto para el gas del campo Mariann Battery .....	52
Tabla 4-4 Composición del gas de Old Mariann antes y después del sistema de deshidratación.....	53
Tabla 4-5 Algunas propiedades del gas antes y después del sistema de deshidratación.....	53
Tabla 4-6 Balance de masa y energía (HYSYS) del sistema de deshidratación propuesto para el gas del campo Old Mariann.....	54
Tabla 4-7 Estimación de la potencia diaria.....	57
Tabla 4-8 Composición del gas de mezcla antes y después del sistema de deshidratación.....	58
Tabla 4-9 Algunas propiedades del gas para generación de la propuesta 2.....	58
Tabla 4-10 Balance de masa y energía (HYSYS) del sistema de deshidratación propuesto para el gas del campo Old Mariann.....	59

Tabla 5-1 Proyección de consumos y costos del diesel en las estaciones Old Mariann y Mariann 4A para el periodo 2012-2015 .....	61
Tabla 5-2 Proyección de costos de operación en las estaciones Old Mariann y Mariann 4A con aprovechamiento de gas para el periodo 2012-2015.....	62
Tabla 5-3 Costos de inversión y operación en miles de dólares para la estación Mariann 4A.....	63
Tabla 5-4 Costos de inversión y operación en miles de dólares para la estación Old Mariann.....	64
Tabla 5-5 Proyección de consumo y costos de combustible en las estaciones Old Mariann y Mariann 4A.....	64
Tabla 5-6 Costos de inversión y Operación para el escenario de transporte de gas desde Mariann 4A hacia Old Mariann. ....	65
Tabla 5-7 Resumen comparativo de consumos de combustible y sus costos para un periodo de cuatro años.....	66
Tabla 5-8 Resumen comparativo de montos de inversión y costos operativos para las alternativas evaluadas .....	66

## Índice de Anexos

Anexo 1 Gráficas de Standing & Katz de correlaciones numéricas P,V,T (Factor de compresibilidad Z).....	74
Anexo 2 Reportes de análisis cromatográficos.....	77
Anexo 2.1 Reporte de análisis cromatográfico Gas Mariann Battery Laboratorio SGS.....	78
Anexo 2.2 Reporte de análisis cromatográfico Gas Old Mariann Laboratorio SGS.....	79
Anexo 2.3 Reporte de análisis cromatográfico Gases Mariann Battery y Old Mariann Laboratorio EPN.....	81
Anexo 3 WKI del gas de cada estación.....	82
Anexo 3.1 WKI del gas Old Mariann.....	83
Anexo 3.2 WKI del gas Mariann Battery.....	84
Anexo 4 HYSYS.....	85
Anexo 4.1 Caracterización de una corriente de gas en HYSYS.....	86
Anexo 4.2 Composición y propiedades fisicoquímicas del gas a generación (Propuestas 1 y 2) .....	95

## Nomenclatura

bbls	Barriles
BSW	Sedimentos básicos y agua
STB	Barril estándar
E&C&F	Ingeniería de construcción y facilidades
MBFPD	Miles de barriles de fluido diario
MBOPD	Miles de barriles de crudo diario
MSCFD	Miles de pies cúbicos estándar diario
MM	Millones
MMSCF	Millones de pies cúbicos estándar
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estándar diario
MMSCFY	Millones de pies cúbicos estándar por año
PSIA	Libras por pies cuadrado absoluta
SCF	Pies cúbicos estándar
SCFD	Pies cúbicos estándar diario
LHV	Poder calorífico inferior

# **1 Introducción**

El desarrollo industrial del que se disfruta hoy en día, ha sido producto de la dependencia de los combustibles fósiles como fuentes de energía, y su quema ha contribuido al aumento de gases de efecto invernadero, tales como el CO<sub>2</sub>. Por medio de estudios con modelos computarizados, se ha detectado que un incremento en las concentraciones de estos gases provoca un aumento en la temperatura promedio de la Tierra [1]. Este aumento produce cambios en el clima, el nivel del mar y el suelo. Sin embargo, debido a la variabilidad del clima de la Tierra, aún no se ha establecido en qué medida, los gases de efecto invernadero producidos por el hombre contribuyen al denominado efecto de "cambio climático" [1]. De acuerdo a la Administración de Información de la Energía de los Estados Unidos (EIA), el 86 por ciento del consumo de energía mundial proviene de los combustibles fósiles [2].

A pesar de ello, existen medidas que pueden ser implementadas para contribuir a la disminución de emisiones de gases contaminantes al ambiente por parte de los combustibles fósiles. Entre dichas medidas, se encuentra la utilización del gas natural, como sustituto del diesel y otros derivados del petróleo como combustible. La composición química de este gas hace que sea uno de los combustibles fósiles con menor impacto medioambiental [3]. Además, por su bajo costo de producción, resulta más económico que los combustibles tradicionales.

Generalmente, el gas natural produce menores emisiones de gases contaminantes (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, y CH<sub>4</sub>) por unidad de energía producida. Así, por ejemplo, las emisiones de CO<sub>2</sub> son un 40-50% menores de las del carbón y un 25-30% menores de las del fuel-oil. De la misma manera, los niveles de emisión de óxidos de nitrógeno son un 70% menores de las del fuel-oil y de las del carbón [4].

## **1.1 Antecedentes**

El suministro y la utilización del gas natural aportan beneficios medioambientales considerables en comparación con otros combustibles fósiles. A diferencia del petróleo y el carbón, generalmente, el gas natural produce menos dióxido de carbono durante su combustión y las emisiones de sulfuro, metales pesados y óxido de nitrógeno suelen ser inferiores [4]. El gas natural, por su origen se clasifica en gas asociado y no asociado. El gas

se refiere a todos los hidrocarburos en estado gaseoso presentes en el subsuelo ya sea en solución con petróleo crudo o simplemente en contacto con el mismo. El gas no asociado es aquel que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo [3].

Entre los principales usos del gas asociado en la industria hidrocarburífera se encuentran: calentadores térmicos, generación eléctrica y recuperación mejorada [5]. Las regulaciones ambientales así como los diferentes tratados internacionales en materia ambiental han originado oportunidades de aprovechamiento del gas asociado en los procesos de explotación de petróleo a fin de utilizarlo en plantas de autogeneración de electricidad dando lugar a una producción y manejo eco eficiente de la energía. En Ecuador la industria ha decidido seguir el mismo camino de aprovechamiento del gas asociado. Tradicionalmente, este gas es emitido a la atmósfera en un gran porcentaje mediante su incineración en mecheros en los campos petroleros, generando un alto impacto ambiental y sin aprovechar su poder calórico.

Según la revista Oil and Gas Journal (OGJ), a fines del 2011, el Ecuador poseía 282 mil millones de pies cúbicos de reservas de gas natural. En el 2010, Ecuador produjo 50 millones de pies cúbicos diarios (MMSCFD) de gas natural, siendo la mayoría gas asociado y apenas 12 MMSCFD fueron comercializados como gas natural seco [6]. Por otro lado, según la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica, el Ecuador posee una de las tasas más altas de Sudamérica en lo que respecta a quema de gas, pues ventea y quema alrededor de 17 MMSCFD de gas natural [6].

Los diferentes proveedores de bienes de capital para la industria hidrocarburífera han desarrollado tecnologías capaces de aprovechar el gas asociado y producir de manera eficiente energía para el autoconsumo en sus facilidades de explotación de petróleo. A muchas de estas facilidades, por su remota ubicación geográfica, no resulta factible suministrarles electricidad a través de redes públicas.

El incremento en la demanda de energía eléctrica en la industria de explotación de petróleo en la región amazónica, obedece principalmente a que en un inicio, debido a que los reservorios contenían abundante crudo y gas a condiciones de presión altas, bastaba con perforar los pozos y su extracción se producía prácticamente de forma natural. A este tipo de recuperación se la denomina recuperación o extracción natural. Sin embargo, con el transcurrir de los años, el comportamiento de los reservorios ha cambiado y las presiones ya no permiten un flujo

natural desde el reservorio hacia la superficie. Debido a ello, ha sido necesario desarrollar procesos denominados de recuperación secundaria, lo cual implica instalar bombas electro-sumergibles que permiten extraer el petróleo presente aún en los diferentes reservorios. Precisamente estas bombas electro-sumergibles demandan un alto consumo de energía eléctrica.

### 1.1.1 Sector Petrolero en el Ecuador

Actualmente el Ecuador, país petrolero, produce aproximadamente 500 000 barriles diarios de petróleo [6]. La extracción del petróleo a gran escala en el país empezó en 1972. Sin embargo, ya desde 1956, comenzó la exploración del territorio amazónico en busca de reservas petroleras. En la actualidad, de los 44 bloques petroleros, 8 se encuentran localizados en la región costa y los 36 restantes se encuentran en la región amazónica.

Las quince compañías asignadas a los 44 bloques petroleros son: Agip Oil, Andes Petroleum Ecuador Ltd., PetroOriental S.A., ENAP SIPEC, Consorcio Palanda – Yuca Sur, Pacifpetrol, Petroamazonas EP, Consorcio Pegaso, Repsol-YPF, Consorcio Petrosud-Petroriva, EP Petroecuador, EP Petroecuador-Ivanhoe, EP Petroecuador-Río Napo, Petrobell, Secretaría de Hidrocarburos y Tecpecuador. Las cinco compañías más importantes del país son Agip Oil (Bloque 10), Enap-Sipec (Bloque 47), PetroOriental (Bloques 14 y 17), Andes Petroleum (Bloque Tarapoa) y Repsol (Bloques 16 y Tivacuno), pues aportan con el 86% de la producción petrolera nacional [7].

La empresa petrolera Andes Petroleum Ecuador Ltd. opera en el Bloque Tarapoa y en la Estación de Almacenamiento y Transferencia de Lago Agrio localizados en la provincia de Sucumbíos [8]. Andes es un consorcio formado por dos empresas originarias de la República Popular China: el 55% de las acciones pertenecen a China National Petroleum Corporation (CNPC International Ltd.) y el 45% pertenece a China Petrochemical Corporation (SINOPEC Group - Sinopec Overseas Oil and Gas Ltd.) [8].

### 1.1.2 Descripción del Bloque Tarapoa

El Bloque Tarapoa se encuentra situado en la parte oriental de la Cuenca Oriente, provincia de Sucumbíos. Está limitado al este por el escudo Guayanés y al oeste por la Cordillera de los Andes [9, 8]. En la Figura 1-1 se muestra la ubicación geográfica de este bloque.

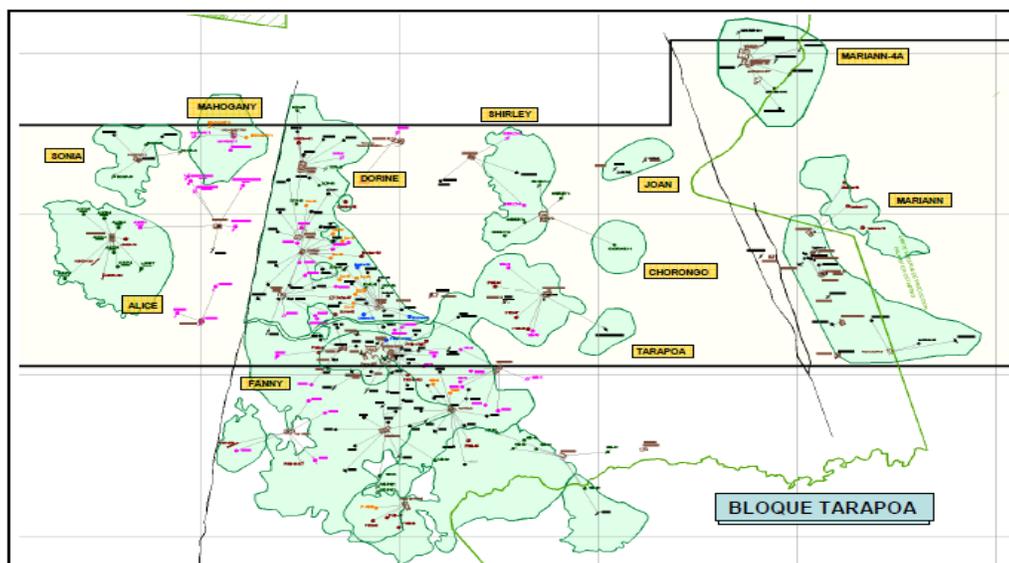
Este bloque se encuentra situado dentro de la concesión que se adjudicó a la compañía Cayman Corporation y sus socios City Investing Company y Southern Union Production Company en el año 1970. En el año 1975, Cayman Corporation se retira de operación y un año más tarde lo sigue Southern Union Production Company, quedando como única operadora del Bloque la empresa City Investing Company. Durante este tiempo, AEC (Alberta Energy Company) Ecuador adquiere las acciones de City Investing Company, luego de lo cual se fusiona con PanCanadian Energy Corporation, para formar EnCana Ecuador Ltd. [9]. De esta manera, desde el 2006 la empresa Andes Petroleum Ltd. adquiere las acciones de EnCana Ecuador Ltd. y empieza a operar el Bloque Tarapoa.



Fuente: Andes Petroleum Ltd.

**Figura 1-1** Ubicación geográfica del Bloque Tarapoa

En el Bloque Tarapoa 5.3 MMSCFD de gas asociado se destinan para uso, mientras 880 MSCFD de gas asociado son quemados [5]. En la Figura 2-2 se muestran los campos ubicados dentro de este bloque. Estos campos son: Alice, Fanny, Mahogany, Dorine, Shirley, Sonia, Joan, Chorongó, Tarapoa, Mariann y Mariann 4-A [9].



Fuente: Andes Petroleum Ltd.

**Figura 1-2** Campos del Bloque Tarapoa

## 1.2 Justificación del proyecto

El presente proyecto está encaminado a determinar la posibilidad de aprovechar el gas asociado que se incinera sin beneficio alguno en los mecheros de los campos Old Mariann y Mariann Battery, operados por una importante empresa hidrocarburífera ecuatoriana. Así, se pretende disminuir la contaminación ambiental y a su vez abaratar los costos de generación eléctrica, reemplazando combustible diesel de alto costo en el mercado por el gas asociado de cero costo en generadores.

## 1.3 Objetivos

### 1.3.1 Objetivo General

Diseño conceptual del proceso para el acondicionamiento del gas asociado y su posterior uso en la generación de energía eléctrica para el autoconsumo en los campos de explotación hidrocarburífera surorientales de la Amazonía ecuatoriana, agregando valor al negocio vía reducción de costos operativos.

### 1.3.2 Objetivos específicos

- Obtener los datos de producción de gas asociado en los campos surorientales de la región amazónica.

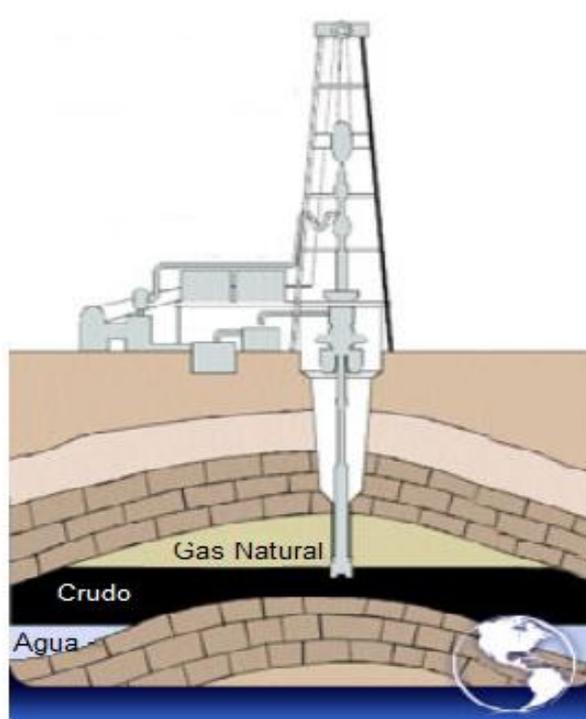
- Caracterización del gas asociado mediante análisis cromatográficos con el fin de contrastar análisis previos.
- Diseñar a nivel conceptual, un proceso para el acondicionamiento del gas asociado, a las especificaciones establecidas por los fabricantes de tecnologías que utilizan este gas como combustible primario en unos casos (máquinas reciprocantes a gas) y complementario en otros (máquinas reciprocantes tipo dual-fuel), como combustible para la generación de energía eléctrica necesaria para los procesos de explotación de crudo.

## 2 Marco Teórico

### 2.1 Gas asociado a la producción de petróleo

#### 2.1.1 Origen del gas asociado

Hasta la actualidad no existe una teoría rigurosa sobre el origen del gas natural. Se ha establecido que proviene del mismo proceso de formación del petróleo, pues se trata de un gas formado por la degradación de materia orgánica acumulada durante millones de años [10, 11]. El gas se encuentra acumulado en el subsuelo en unas estructuras denominadas trampas geológicas. Las trampas impiden la difusión de los hidrocarburos, tanto de petróleo como de gas natural hacia el exterior. Esto se debe a que la roca porosa (roca yacimiento) en la que se encuentran contenidos los hidrocarburos está delimitada por estratos de roca impermeable denominados *sellos*, creando así los yacimientos de hidrocarburos (Figura 2-1) [12].



Fuente: EIA

**Figura 2-1** Esquemática de una trampa geológica

Al gas natural que se produce en los yacimientos de petróleo, de gas-petróleo y de condensado, se lo denomina gas asociado por encontrarse en contacto y/o disuelto en

hidrocarburos líquidos (petróleo crudo o condensado) [10]. En los yacimientos de petróleo, el producto principal es el petróleo mientras que el gas se encuentra como producto secundario disuelto en cantidades dependientes de la presión y temperatura del yacimiento. En los yacimientos de gas-petróleo, en cambio, el gas se encuentra formando una capa libre en la parte más alta de la trampa, por encima de la capa de petróleo [12]. En los yacimientos de condensado, el gas asociado se presenta como condensado formando una sola fase líquida con el petróleo en determinadas condiciones de temperatura y presión [13].

### 2.1.2 Características del gas asociado

Durante varias décadas las prospecciones geológicas han descubierto yacimientos de gas acompañados o no de petróleo repartidos de manera desigual ya sea sobre la superficie de la tierra o debajo de la misma. Debido a ello, la composición del gas asociado puede variar considerablemente [10, 11]. La Tabla 2-1 presenta rangos de composición típica del gas asociado [11].

**Tabla 2-1** Composición general del gas asociado

Componente	Composición
Metano (CH <sub>4</sub> )	60-80%
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	10-20%
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	5-12%
Butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	2-5%
Pentano (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	1-3%
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	0-8%
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0-5%
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	0-5%
Otros (He,Ar,H <sub>2</sub> , As, Hg)	trazas

Este gas generalmente posee contaminantes tales como nitrógeno ( $N_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y agua. La presencia de estas impurezas se traduce en problemas de corrosión, baja eficiencia y contaminación ambiental. El nitrógeno es un gas inerte cuya presencia en el gas asociado afecta el poder calorífico del mismo. Entretanto que el  $H_2S$  y el  $CO_2$ , forman ácidos en presencia del agua contenida en el gas. Concretamente, la presencia del ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) en el gas produce problemas de corrosión en tuberías y equipos, riesgo de toxicidad y durante la combustión se puede llegar a formar  $SO_2$ . Los problemas que se generan por la presencia de  $CO_2$  incluyen la disminución del poder calorífico del gas, así como el incremento en la emisión de gases de efecto invernadero. La presencia de vapor de agua en el gas provoca la formación de hidratos del gas, aumentando la corrosión en tuberías y equipos, lo que a su vez provoca la disminución de la eficiencia en los mismos [ 14, 15, 16].

### 2.1.3 Principales aplicaciones del gas asociado

El gas natural asociado cuenta con diversas aplicaciones en la industria. Principalmente, la generación de energía térmica y eléctrica, en el transporte o como materia prima en la industria química, por ejemplo en la generación de gas de síntesis para la fabricación de abonos nitrogenados. Sin embargo, su principal uso es como combustible para generación de calor, impulsar motores y/o turbinas, que acopladas a generadores, compresores o bombas, transforman la energía calórica en cinética o eléctrica según la necesidad y requerimiento de los diferentes procesos en la industria [17].

Entre las ventajas que ofrece este gas como combustible se encuentran [17,18]:

- Menor cantidad de residuos emitidos durante la combustión, hace posible su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos. Con lo cual, evita pasar por procesos de transformación como los que tienen lugar en las plantas de refinamiento del crudo.
- Combustión mucho más limpia que la de otros combustibles fósiles

Sobre este último punto, según datos de la EIA, quemar este gas resulta en niveles mucho más bajos de emisiones de contaminantes del aire por unidad de calor producida si se compara con las emisiones del carbón y otros derivados del petróleo. Así lo muestra la siguiente tabla [18]:

**Tabla 2-2 Niveles de emisión en los combustibles fósiles-libras por millón BTU de energía aportada**

Contaminante	Gas Natural	Petróleo	Carbón
Dióxido de carbono	117 000	164 000	208 000
Monóxido de carbono	40	33	208
Óxidos de nitrógeno	92	448	457
Dióxido de azufre	1	1 122	2 591
Particulados	7	84	2 744
Mercurio	0.000	0.007	0.016

Fuente: EIA

## 2.2 Fundamento para especificación de gases

Las ecuaciones de estado son muy importantes a la hora de especificar un gas, pues relacionan los cambios en presión (P), temperatura (T) y volumen molar ( $\tilde{v}$ ) del mismo. El caso más simple es el de la ecuación del gas ideal, pero se basa en suposiciones muy específicas, por lo que sólo es aplicable en ciertos casos. Entre las ecuaciones de estado aplicables tanto en fase líquida como en fase vapor están las viriales, cúbicas y las basadas en interacciones moleculares [19].

Las ecuaciones de estado cúbicas como las de Soave y Peng-Robinson han sido las más utilizadas en la industria petrolera. De hecho, la ecuación de estado de Peng-Robinson se ha convertido en la más popular para sistemas de gas natural. Ambas ecuaciones son capaces de representar fácilmente y con gran precisión la relación entre presión, temperatura y composición de fase tanto para mezclas binarias como para sistemas multicomponentes [20].

La ecuación de estado utilizada en esta tesis, específicamente para la simulación de procesos y la especificación de las corrientes de gas, es la de Peng-Robinson pues presenta las siguientes características [20]:

- Solo requiere los datos de las propiedades críticas del gas y el factor acéntrico de cada compuesto.
- No requiere de parámetros ajustables para cada compuesto puro.

- Es aplicable a las fases líquidas y vapor mediante la elección de una regla de mezclado.
- Es recomendada para mezclas de hidrocarburos con gases inorgánicos.
- Presenta un ligero mejor comportamiento en el punto crítico.

La ecuación de estado de Peng-Robinson se la puede escribir de la siguiente manera [20]:

$$\left( P + \frac{\alpha a}{\tilde{v}^2 + 2b\tilde{v} - b^2} \right) (\tilde{v} - b) = RT \quad (2.1)$$

o explícitamente, en términos de la presión:

$$P = \frac{RT}{\tilde{v} - b} - \frac{\alpha a}{\tilde{v}^2 + 2b\tilde{v} - b^2} \quad (2.2)$$

los coeficientes a y b se encuentran en función de las propiedades críticas:

$$a = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (2.3)$$

$$b = 0.07780 \frac{RT_c}{P_c} \quad (2.4)$$

$$\alpha = [1 + (0.37464 + 1.54226\omega - 0.2699\omega^2)(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (2.5)$$

donde:

P: Presión [psia]

R: Constante universal de los gases [psia-ft<sup>3</sup>/lbm-mol-°R]

T: Temperatura [°R]

$\tilde{v}$ : Volumen molar [ft<sup>3</sup>/lbm-mol]

$\omega$ : Factor acéntrico [-]

$\alpha$ : Es una variación de la función dependiente de T que corrige el factor de influencia de la presión de vapor. [-]

T<sub>r</sub>: Temperatura reducida [-]

T<sub>c</sub>: Temperatura crítica [°R]

### 2.3 Propiedades fisicoquímicas del gas asociado

Resulta importante conocer las características fisicoquímicas del gas para poder predecir su comportamiento y funcionamiento en los motores de combustión interna para generación

eléctrica. Las propiedades fisicoquímicas más importantes del gas asociado se describen a continuación:

### 2.3.1 Densidad Relativa

La densidad relativa de una sustancia es la relación entre su densidad y la densidad de otra sustancia de referencia (comúnmente, aire). También conocida como gravedad específica, ésta se define como [11]:

$$\gamma_g = \frac{M}{M_{aire}} \quad (2.6)$$

donde,  $M$  es el peso molecular del gas y  $M_{aire}$  es el peso molecular del aire.

Para una mezcla de gas su peso molecular se calcula sumando la fracción molar de cada  $i$ -ésimo componente ( $y_i$ ) de la mezcla por su respectivo peso molecular  $M_i$  [11]:

$$M = y_i M_i \quad (2.7)$$

### 2.3.2 Viscosidad del gas

La viscosidad es una propiedad que poseen tanto los líquidos como los gases para oponer resistencia al movimiento de una parte del líquido o gas con respecto a otra parte del mismo líquido o gas [11].

La viscosidad del gas natural describe el siguiente comportamiento [21]:

- A bajas presiones (< 1000 - 1500 psia), la viscosidad del gas aumenta al aumentar la temperatura, debido al incremento de energía cinética de las moléculas de gas.
- A altas presiones (> 1000 - 1500 psia), la viscosidad del gas aumenta al disminuir la temperatura. Esto se debe a que a elevadas presiones, las distancias intermoleculares en el gas se acortan con lo cual, el gas tiende a comportarse como un líquido.
- A cualquier temperatura, la viscosidad del gas aumenta al aumentar la presión.
- La viscosidad del gas aumenta a medida que la mezcla aumenta sus componentes pesados.

### 2.3.3 Temperatura crítica ( $T_c$ ) y Presión crítica ( $P_c$ )

La temperatura crítica es la temperatura límite por encima de la cual no se puede licuar un gas sin importar la presión aplicada.

La presión crítica es la presión de vapor de un líquido a la temperatura crítica. Es la presión que debe aplicarse al gas para que se licue a la temperatura crítica.

Los valores críticos de presión y temperatura del gas asociado pueden ser estimados de dos maneras: 1) a partir de su composición química y 2) a partir de su gravedad específica,  $\gamma_g$ , si las propiedades críticas de los componentes individuales del gas son desconocidas. Estas propiedades estimadas son conocidas como propiedades pseudocríticas y no tienen ningún significado físico.

Uno de los métodos utilizados para hallar las propiedades pseudocríticas, cuando se conoce la composición del gas es la de la regla de mezcla de Kay. Para el caso del gas natural asociado, la temperatura crítica de la mezcla se puede calcular de la siguiente forma [22, 23]:

$$T_C = \sum_i^n T_{Ci} y_i \quad (2.8)$$

donde  $T_{Ci}$  es la temperatura pseudocrítica y  $y_i$  es la fracción molar del i-ésimo componente, respectivamente. Su presión crítica se puede calcular de la siguiente manera [22, 23]:

$$P_C = \sum_i^n P_{Ci} y_i \quad (2.9)$$

donde  $P_{Ci}$  es la presión pseudocrítica y  $y_i$  es la fracción molar del i-ésimo componente, respectivamente.

Por otro lado, existen numerosas correlaciones numéricas que pueden ser aplicadas para encontrar las propiedades pseudocríticas cuando se desconocen las propiedades críticas de los componentes individuales del gas. Estas correlaciones se desarrollaron utilizando la gravedad específica de una mezcla de gas cuando ésta contiene cantidades despreciables de componentes no hidrocarburos tales como  $N_2$ ,  $CO_2$  y  $H_2S$ . Sin embargo, cuando la mezcla de gas a considerar contiene cantidades importantes de componentes no hidrocarburos (> 5% por volumen) es necesario que la gravedad específica sea corregida para estos componentes. De manera que si  $\gamma_{gM}$  es la gravedad específica de la mezcla total de gas, la gravedad específica de la porción de gas hidrocarburo,  $\gamma_{gHC}$ , está dada por [23]:

$$\gamma_{gHC} = \frac{\gamma_{gM} - 0.967y_{N_2} - 1.52y_{CO_2} - 1.18y_{H_2S}}{1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}} \quad (2.10)$$

donde;

$\gamma_{gHC}$ : gravedad específica de la porción de gas hidrocarburo en la mezcla, (aire = 1)

$\gamma_{gM}$ : gravedad específica de la mezcla total de gas, (aire = 1)

$y_{N_2}$ : contenido de  $N_2$ , fracción molar

$y_{CO_2}$ : contenido de  $CO_2$ , fracción molar

$y_{H_2S}$ : contenido de  $H_2S$ , fracción molar

Uno de los métodos de correlación más utilizados es el de Sutton, obteniéndose las siguientes ecuaciones de ajuste de segundo orden para las propiedades pseudocríticas [23]:

$$P_{pcHC} = 756.8 - 131.07\gamma_{gHC} - 3.6\gamma_{gHC}^2 \quad (2.11)$$

$$T_{pcHC} = 169.2 + 349.5\gamma_{gHC} - 74.0\gamma_{gHC}^2 \quad (2.12)$$

Las ecuaciones anteriores son válidas para gravedades específicas comprendidas en el rango  $0.57 < \gamma_{gHC} < 1.68$ . Finalmente, la presión y temperatura pseudocríticas de la mezcla total del gas,  $P_{pcM}$  y  $T_{pcM}$ , respectivamente, se obtiene mediante las ecuaciones [23]:

$$P_{pcM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})P_{pcHC} + 493y_{N_2} + 1071y_{CO_2} + 1306y_{H_2S} \quad (2.13)$$

$$T_{pcM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})T_{pcHC} + 227y_{N_2} + 548y_{CO_2} + 672y_{H_2S} \quad (2.14)$$

### 2.3.4 Factor de compresibilidad del gas (Z)

El factor de compresibilidad Z es un factor de corrección introducido en la ecuación general de los gases (ecuación 2.15). Este factor es función de las propiedades reducidas, esto es, Z = f: ( $P_r$ ,  $T_r$ ) [11].

$$PV = ZnRT \quad (2.15)$$

Las propiedades reducidas de presión ( $P_r$ ) y temperatura ( $T_r$ ) se definen como:

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad (2.16)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (2.17)$$

donde  $P_c$  y  $T_c$  son presión y temperatura críticas, respectivamente.

Con las propiedades pseudocríticas se pueden obtener las propiedades pseudoreducidas y con éstas, el valor del factor  $Z$ . Según el método de correlación gráfica de Standing y Kartz, los valores de  $Z$  que puedan obtenerse se cumplen para mezclas de gases que contienen únicamente componentes hidrocarburos. Este método presenta ciertas limitaciones [22]:

- El gas a analizar debe ser rico en metano ( $> 90\%$ )
- El gas no debe contener hidrocarburos aromáticos
- El gas no debe contener impurezas, únicamente componentes hidrocarburos: La presencia de un 20% de  $N_2$  en el gas produce un error del 4%. La presencia de  $CO_2$  arroja un error equivalente al porcentaje de dicho componente en la mezcla.
- El método no arroja buenos resultados a presiones y temperaturas cercanas a la crítica.

Cuando existen además componentes no hidrocarburos en el gas, es necesario aplicar una corrección a las propiedades pseudocríticas. La corrección Wichert y Aziz,  $\varepsilon$ , pretende arreglar la imprecisión en el cuadro de Standing y Katz cuando el gas contiene fracciones importantes de gases ácidos como sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ) [11, 22]:

$$\varepsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4) \quad (2.18)$$

donde  $A$  es la suma de las fracciones molares de  $CO_2$  y  $H_2S$  y  $B$  corresponde a la fracción molar de  $H_2S$ .

A partir de esta corrección, se calcula las propiedades pseudocríticas [11, 22] :

$$T'_{pcM} = \sum_i^n T_{ci} y_i - \varepsilon \quad (2.19)$$

$$P'_{pcM} = \frac{\sum_i^n P_{ci} y_i T'_{pcM}}{[\sum_i^n T_{ci} y_i - B(1 - B)\varepsilon]} \quad (2.20)$$

donde;

$\varepsilon$  : factor de ajuste Wichert y Aziz [°R]

$P_{ci}$  : presión crítica del componente  $i$  [psia]

$T_{ci}$  : temperatura crítica del componente  $i$  [°R]

$y_i$  : componente  $i$  en la mezcla, fracción molar

$B$  : fracción molar de  $H_2S$

$P'_{pcM}$  : presión pseudocrítica de la mezcla corregida por  $CO_2$  y/o  $H_2S$  [psia]

$T'_{pcM}$  : temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida por  $CO_2$  y/o  $H_2S$  [°R]

Wichert y Aziz determinaron que sus ecuaciones son aplicables para concentraciones de  $CO_2 < 54.4$  %mol y  $H_2S < 73.8$ %mol. Además, encontraron que dichas ecuaciones presentan un error absoluto de 0.97% sobre el rango de datos:  $154 \text{ psia} < P < 7026 \text{ psia}$  y  $40^\circ F < T < 300^\circ F$  [11, 22].

Una vez obtenidas las propiedades pseudocríticas corregidas (ver ecuaciones 2.21 y 2.22), es posible hallar el factor  $Z$  en cualquiera de las gráficas de Standing y Katz (Anexo 1) [22].

$$P'_r = \frac{P}{P'_{pcM}} \quad (2.21)$$

$$T'_r = \frac{T}{T'_{pcM}} \quad (2.22)$$

Cuando no se conoce la composición del gas, se reemplazan las sumatorias de las ecuaciones 2.19 y 2.20 por los valores de  $P_{pcM}$  y  $T_{pcM}$  calculados en base a la gravedad específica del gas [23].

Además del método grafico antes mencionado, existen otros métodos numéricos a partir de los cuales se puede obtener el factor  $Z$ , tales como la correlación DK que utiliza el método de Newton-Raphson y la ecuación de estado de Peng-Robinson [23].

La expresión cúbica de la ecuación de Peng-Robinson para el factor de compresibilidad  $Z$  estada dada por [19]:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (2.23)$$

Donde:

$$A = \frac{\alpha a P}{R^2 T^2} \quad (2.24)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (2.25)$$

$$(\alpha a)_m = \sum \sum y_i y_j (\alpha a)_{ij} ; (\alpha a)_{ij} = \sqrt{(\alpha a)_i (\alpha a)_j} (1 - k_{ij}) \quad (2.26)$$

$$b_m = \sum_i y_i b_i \quad (2.27)$$

### 2.3.5 Factor volumétrico de formación del gas

El factor volumétrico de formación del gas,  $B_g$ , se define como la razón entre el volumen de 1 mol de gas a una temperatura y presión dadas y el volumen de 1 mol de gas a condiciones estándar ( $P_s$  y  $T_s$ ). Este factor se puede calcular utilizando la ecuación del gas real y asumiendo que el factor  $Z$  en condiciones estándar es igual a 1 [11]:

$$B_g = \frac{V_R}{V_s} = \frac{nZRT}{P} \frac{P_s}{nZ_sRT_s} = \frac{P_s Z T}{T_s P} \quad (2.28)$$

donde  $P_s$  es igual a 1 atmósfera (14.6959 psia) y  $T_s$  es igual a 60°F (519.67 °R). La ecuación 2.28 puede reescribirse como:

$$B_g = 0.0283 \frac{ZT}{P} \left[ \frac{ft^3}{SCF} \right] \quad (2.29)$$

donde  $P$  está en psia y  $T$  en °R.

### 2.3.6 Densidad del gas

La densidad  $\rho_g$  es la relación entre la masa y el volumen de una sustancia. Puede calcularse a partir de la ley de los gases reales [11, 22]:

$$PV = ZnRT \quad (2.30)$$

donde la constante universal  $R$  es igual a  $10.73 \left[ \frac{ft^3 \cdot psia}{lbmol \cdot ^\circ R} \right]$ , en unidades de campo.

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{PM}{ZRT} \quad (2.31)$$

Se sabe que el peso molecular del gas,  $M$ , es igual al producto de la gravedad específica del gas,  $\gamma_g$ , por el peso molecular del aire,  $M_{aire}$ . De manera que el número de moles se puede expresar como [11, 22]:

$$M = \gamma_g \cdot M_{aire} \quad (2.32)$$

$$n = \frac{m}{M} = \frac{m}{M_{aire} \cdot \gamma_g} = \frac{m}{28.96 \cdot \gamma_g} \quad (2.33)$$

Combinando las ecuaciones 2.31, 2.32 y 2.33 se tiene:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{28.96 \cdot \gamma_g \cdot P}{10.73 \cdot Z \cdot T} = 2.70 \frac{\gamma_g P}{ZT} \quad (2.34)$$

donde,  $\rho_g$  esta en  $\text{lbmol}/\text{ft}^3$ ,  $P$  en psia y  $T$  en °R. Se debe tomar en cuenta que si el gas contiene componentes no hidrocarburos, el cálculo del factor  $Z$  debe corregirse considerando dichos componentes [22].

La densidad también puede ser expresada en función del factor volumétrico de formación del gas,  $B_g$  [11]:

$$\rho_g = 0.0764 \frac{\gamma_g}{B_g} \quad (2.35)$$

### 2.3.7 Punto de rocío (Dew Point)

Es la temperatura a la cual empieza a condensarse el vapor de agua contenido en el gas, cuando la temperatura disminuye a presión constante. El punto de rocío de los hidrocarburos es la temperatura a la cual se depositan los hidrocarburos en la mezcla de gas.

### 2.3.8 Relación Gas-Crudo (GOR)

Es la relación volumétrica entre gas y crudo producido en pies cúbicos de gas por cada barril de crudo producido, ambos volúmenes medidos a condiciones estándar (60°F y 14.7 psi) [ 12].

$$GOR = \frac{\text{Producción total de gas de formación}}{\text{Producción total de crudo}} = \frac{[SCF]}{[STB]} \quad (2.36)$$

El volumen de gas se mide en pies cúbicos estándar ( $SCF$ ) mientras, el crudo se mide en barriles en tanque de almacenamiento ( $STB$ ).

### 2.3.9 Poder calorífico

El poder calorífico (HV) se define como la cantidad de energía liberada cuando un combustible es quemado completamente. El poder calorífico es dependiente de la fase de agua/vapor en los productos de combustión [24].

- **Poder calorífico superior (HHV):** Es el nombre que adopta el poder calorífico al contabilizarse el calor desprendido cuando el vapor de agua producido durante la combustión se condensa [24]. Es la cantidad de calor total producida durante la combustión. También se lo conoce como poder calorífico bruto.

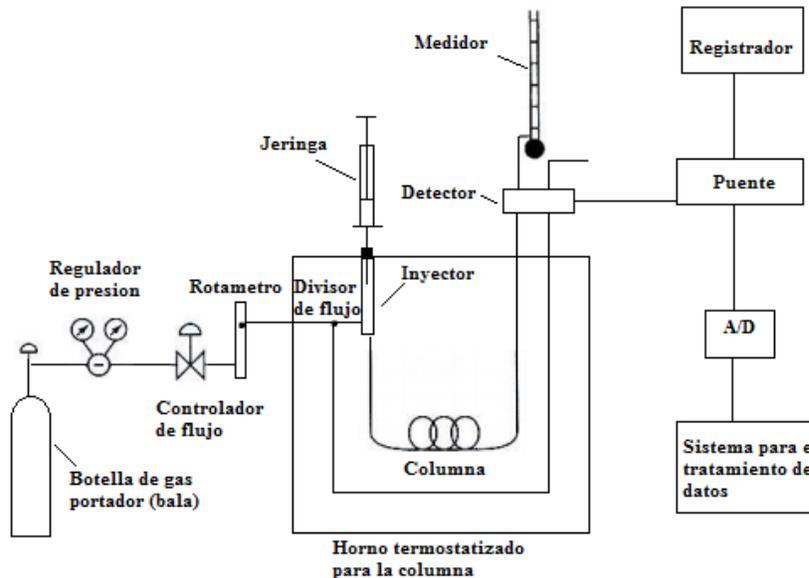
- **Poder calorífico inferior (LHV):** Es el nombre que adopta el poder calorífico al no contabilizarse el calor latente del vapor de agua producido durante la combustión, pues no se produce cambio de fase sino que se expulsa como vapor [24]. También se lo conoce como poder calorífico neto.

## 2.4 Análisis cromatográfico del gas asociado

La cromatografía es un método físico de separación en el cual los componentes a separar de una mezcla se distribuyen entre dos fases inmiscibles, una estacionaria y otra móvil. En la cromatografía de gases, la fase móvil es un gas que fluye a través o a lo largo de una columna que contiene a la fase estacionaria [25].

Los componentes básicos de un equipo cromatográfico se muestran en la Figura 2-2. A continuación se da una descripción básica de dichos componentes [25]:

- Gas portador.- La elección del gas inerte que transporte las moléculas del analito (componente de la muestra) va a depender del tipo de detector que se utilice. El caudal del gas se puede controlar mediante reguladores de presión colocados tanto en el cilindro de gas como en el cromatógrafo. Los tipos de gases portadores más comunes son: He, CO<sub>2</sub>, Ar, N<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>.
- Las columnas empleadas en el cromatógrafo son de dos tipos: empaquetadas o de relleno y las tubulares abiertas o capilares.
- Horno o estufa.- Permite regular la temperatura de la columna
- Registrador.- Recibe la señal eléctrica enviada desde el detector y realiza un gráfico de intensidad en función del tiempo.
- Detectores.- detector de ionización de llama (FID), detector de conductividad térmica (TCD), detector termoiónico de llama (FTD), detector de captura de electrones (ECD), y detector de emisión atómica (AED).



Fuente: Albella, J.M. Introducción a la Ciencia de Materiales.

**Figura 2-2** Esquema de los componentes de un cromatógrafo de gas

El detector de ionización de llama (FID) se basa en la relación directa entre la conductividad eléctrica del gas y la concentración de iones en el mismo. El efluente de la columna del cromatógrafo se mezcla con una corriente de hidrógeno, pasa a través de la llama donde se produce la combustión, formándose iones, con lo cual se genera un flujo de corriente de iones [26].

El detector termoiónico de llama opera de manera similar al FID solo que el gas caliente que se mezcla con el hidrógeno fluye alrededor de una bola de silicato de rubidio calentada eléctricamente. En esta bola se genera una corriente de iones producida por moléculas que contienen fósforo o nitrógeno. Dicha corriente se utiliza para la determinación de compuestos que contienen fósforo o nitrógeno, lo que lo convierte en un detector de respuesta selectiva [25].

El detector de captura de electrones (ECD) basa su funcionamiento en la emisión de una partícula  $\beta$  (electrón) proveniente del Ni o tritio adsorbido sobre una placa de platino o titanio. Este electrón genera la ionización del gas portador que sale de la columna del cromatógrafo y por ende, genera una corriente de electrones. El gas portador suele ser nitrógeno. Este detector resulta altamente sensible a la presencia de moléculas con grupos funcionales

electronegativos; en cambio, no resulta sensible a grupos funcionales tales como aminas e hidrocarburos [25].

En el detector de emisión atómica (AED) el gas que sale de la columna del cromatógrafo se introduce en un plasma de helio inducido por microondas, el cual se acopla a un espectrómetro de emisión con series de diodos. Al poseer suficiente energía, el plasma logra atomizar todos los elementos de una muestra, los excita y de esa manera, se obtienen sus espectros de emisión característicos [26].

El detector de conductividad térmica (TCD) se basa precisamente en los cambios de conductividad térmica de la corriente de gas provocados por las moléculas de los componentes en la misma. Está constituido por un hilo fino que puede ser de platino, oro, tungsteno. Este sensor al calentarse ofrece una resistencia, a partir de la cual se puede conocer la conductividad térmica del gas circundante. Este detector se caracteriza por [25]:

- Simplicidad
- Poseer un amplio rango dinámico lineal (aproximadamente  $10^5$ )
- Responder tanto a especies orgánicas como inorgánicas
- No destruir el soluto luego de su detección
- Poseer una sensibilidad relativamente baja (aproximadamente  $10^{-8}$  g de soluto/ml de gas portador)

El cromatógrafo de gases Perkin Elmer Clarus 500 es el utilizado para el análisis de la composición del gas proveniente de las estaciones Old Mariann y Mariann Battery (ver Figura 2-3). La temperatura de operación en este equipo abarca un rango de  $100^{\circ}\text{C}$ - $350^{\circ}\text{C}$  en incrementos de  $1^{\circ}\text{C}$  [27]. El método utilizado es el de detección por conductividad térmica. Para ello, se recurre al hidrógeno o helio como gas portador ya que las conductividades del resto de gases portadores mencionados anteriormente se asemejan a las de los constituyentes orgánicos. De hecho, las conductividades térmicas del helio y del hidrógeno son aproximadamente 6-10 veces mayores que las de la mayoría de los compuestos orgánicos [25].



**Figura 2-3** Cromatógrafo de gases Perkin Elmer Clarus 500

## **2.5 Tecnologías existentes para la utilización energética del gas asociado**

Las tecnologías consideradas en el presente estudio para la utilización energética del gas asociado son las turbinas de gas y vapor, los motores de combustión interna que utilicen únicamente gas como combustibles y los motores de combustión interna que utilizan una mezcla de combustibles gas-líquido y se denominan sistemas duales tipo "Bi-Fuel". A continuación se presentan estas tecnologías.

### **2.5.1 Turbinas a gas**

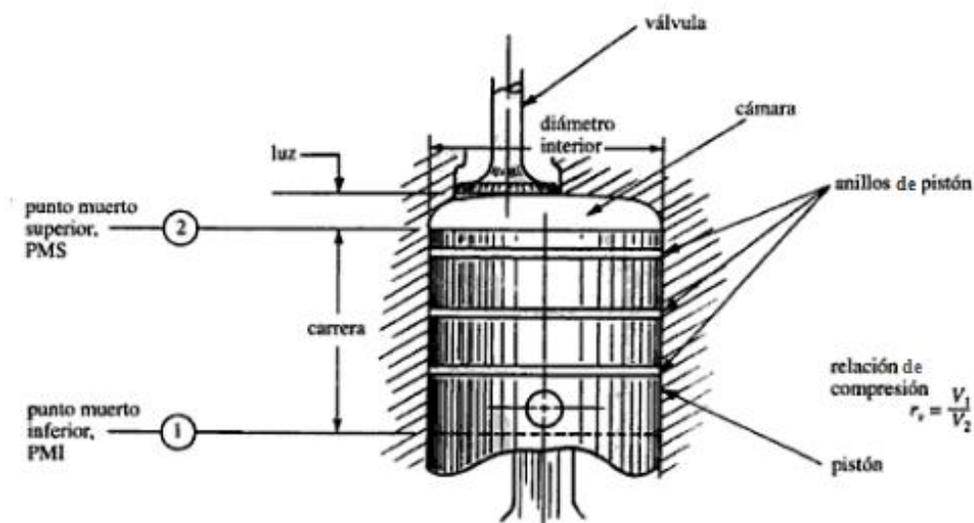
En una turbina a gas, un compresor alimenta con aire a alta presión la cámara de combustión en donde se inyecta el combustible. Al producirse la combustión, se generan gases a alta presión y temperatura, los cuales sirven de alimentación para la turbina donde se expanden e inciden sobre los álabes móviles de la turbina. Estos últimos giran alrededor de su eje, generando así energía mecánica que luego se transforma en energía eléctrica. Esto último es posible mediante el acoplamiento de un generador a la flecha de la turbina [28].

### 2.5.2 Turbinas a vapor

En este equipo, el vapor a alta presión proveniente de una caldera convencional, al pasar por las toberas de la turbina se expande y aumenta su velocidad. Este vapor a alta velocidad, al incidir sobre los álabes móviles de la turbina hace que éstos giren alrededor de su eje generando energía mecánica. Esta energía se convierte luego en energía eléctrica mediante el acoplamiento de un generador a dicha turbina [28].

### 2.5.3 Motores de combustión interna de un solo combustible

El funcionamiento de un motor de combustión interna se basa en el quemado de una mezcla comprimida de aire y combustible dentro de una cámara cerrada o cilindro. El combustible puede ser gas o gasolina. Por la combustión, se incrementa la presión y se genera con suficiente potencia el movimiento lineal alternativo del pistón. Este movimiento es transmitido por medio de la biela al eje principal del motor o cigüeñal, donde se convierte en movimiento rotativo. Básicamente, el motor aspira el aire y se inyecta el combustible, con lo cual la mezcla aire-combustible entra a la cámara o cilindro donde se produce la combustión por medio de compresión y chispa y se produce trabajo en el motor [29]. En la Figura 2-4 se muestran los componentes del motor de combustión interna.



Fuente: Rolle, Kurt. Termodinámica. Prentice-Hall, 2006

**Figura 2-4** Componentes motor de combustión interna

Este motor trabaja en base a un ciclo de cuatro tiempos que puede resumirse de la siguiente manera [29]:

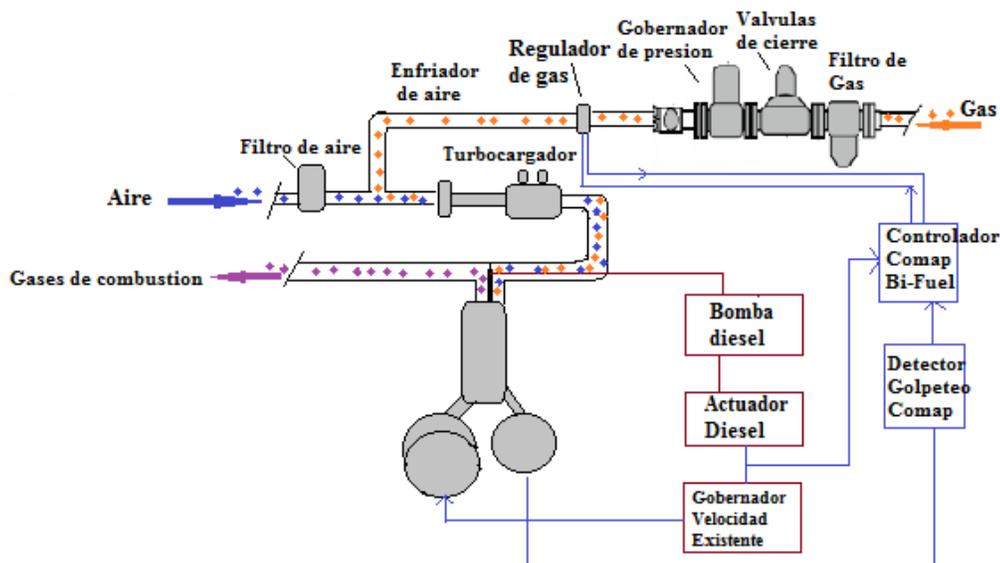
- **Primer Tiempo o admisión:** Durante esta etapa, el pistón se desplaza hasta el PMI (punto muerto inferior) mientras la válvula de admisión permanece abierta. Ello permite la aspiración de la mezcla aire-gas hacia dentro del cilindro o cámara de combustión.
- **Segundo Tiempo o compresión:** Durante esta etapa, las válvulas permanecen cerradas y el pistón se mueve hacia el PMS (punto muerto superior), comprimiendo la mezcla de aire y gas combustible. Cuando el pistón llega al final de esta etapa, la bujía se activa y logra encender la mezcla.
- **Tercer Tiempo o expansión:** Se lleva a cabo la combustión de la mezcla, liberando energía que provoca la expansión de los gases y el movimiento del pistón hacia el PMI. En esta etapa se produce la transformación de la energía química producida por el gas combustible que se combustiona en energía mecánica. Esta energía es transmitida al pistón, el cual la transmite a la biela y ésta última, al eje principal del motor o cigüeñal.
- **Cuarto Tiempo o escape:** Finalmente, se abre la válvula de escape y el pistón se mueve hacia el PMS, expulsando los gases producidos durante la combustión.

#### 2.5.4 Motores de combustión interna del tipo "Bi-Fuel"

Este tipo de tecnología permite el uso simultáneo de dos combustibles, Gas-Diesel o Gas-Crudo y ha sido desarrollada con un enfoque en el aprovechamiento de todo el gas disponible, pero que también, conscientes de la inestabilidad que este gas presenta en la industria de extracción de petróleo, el combustible líquido reemplaza la deficiencia de gas garantizando una alta disponibilidad de la generación de energía que esta industria requiere.

Como se muestra en la Figura 2-5, el sistema "Bi-Fuel" no hace otra cosa que enriquecer el aire en el proceso de combustión tradicional de las unidades a diesel, para lo cual el gas (una vez tratado sea mediante procesos de remoción de  $\text{CO}_2$  y/o secado) es inyectado en la ruta de ingreso del aire de admisión a los turbo cargadores, la mezcla enriquecida sigue a través del enfriador de aire para finalmente ser inyectado en los cilindros de las máquinas de combustión interna, el control de los volúmenes de gas está sincronizado con sensores de vibración que permiten monitorear fenómenos como el "golpeteo" de cilindros, producto de presencia de

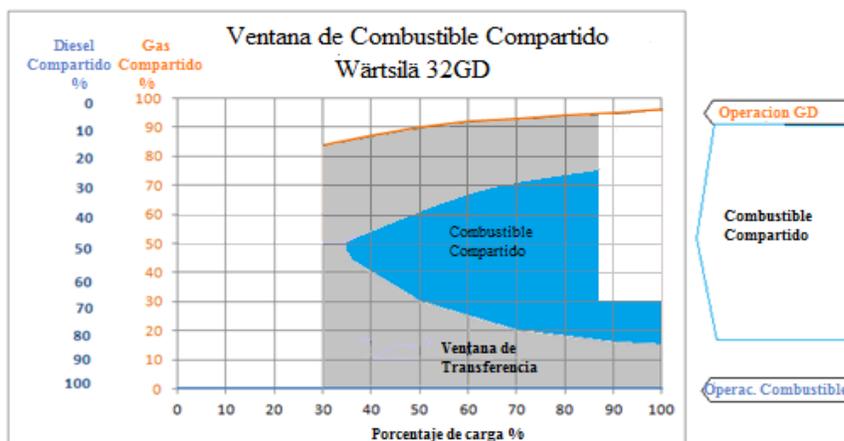
hidrocarburos pesados en el gas. Esto es característico en gases provenientes de la explotación de petróleo. De esta manera se garantiza una operación segura de las unidades a las cuales se les implementa este tipo de sistemas [30].



Fuente: Wärtsilä Fuel & Oil Industry

**Figura 2-5** Sistema Bi-Fuel

La siguiente figura muestra el modo de operación de esta tecnología. Cuando el motor opera solo a diesel únicamente se toma en cuenta la línea horizontal (color azul), al porcentaje de carga del motor que corresponda. Por otro lado, cuando el motor opera con gas se toma en cuenta la línea naranja, para cualquier valor de carga que corresponda, teniendo en cuenta que es necesario un rango de porcentaje de combustible líquido mínimo del 3% cuando opera a máxima carga y del 15% cuando opera al 30% de carga. La zona azul en forma de bala indica el área de combinación gas-diesel que puede darse y los límites de las mezclas [31].

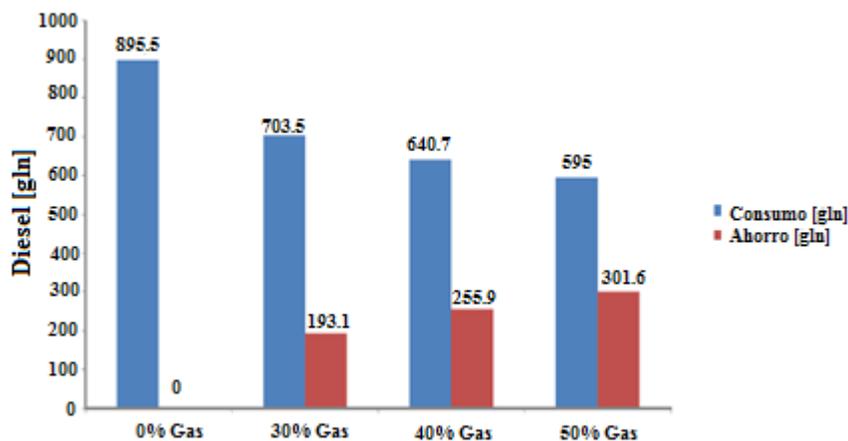


Fuente: Wärtsilä Fuel & Oil Industry

**Figura 2-6** Ventana de Combustible Compartido Wärtsilä 32GD

Este tipo de iniciativa arroja resultados positivos en cuanto al ahorro de diesel ya que sustituyen  $\text{BTU}/\text{ft}^3$  de diesel por  $\text{BTU}/\text{ft}^3$  del gas inyectado en el sistema de aire de admisión. Sin embargo, se considera una iniciativa en etapa de desarrollo ya que el impacto en los costos de mantenimiento requiere ser evaluado en un horizonte de mediano y largo plazo. Se prevé que los mantenimientos mayores tipo “Top end overhaul”, que generalmente se realizan cada 12 000 a 20 000 horas se vean afectados y deban realizarse luego de un número de horas de servicio mucho menor que los indicados por el fabricante de estos equipos.

A seguir se muestran de manera gráfica, los resultados de las pruebas de campo realizadas en uno de los yacimientos operado por Andes.

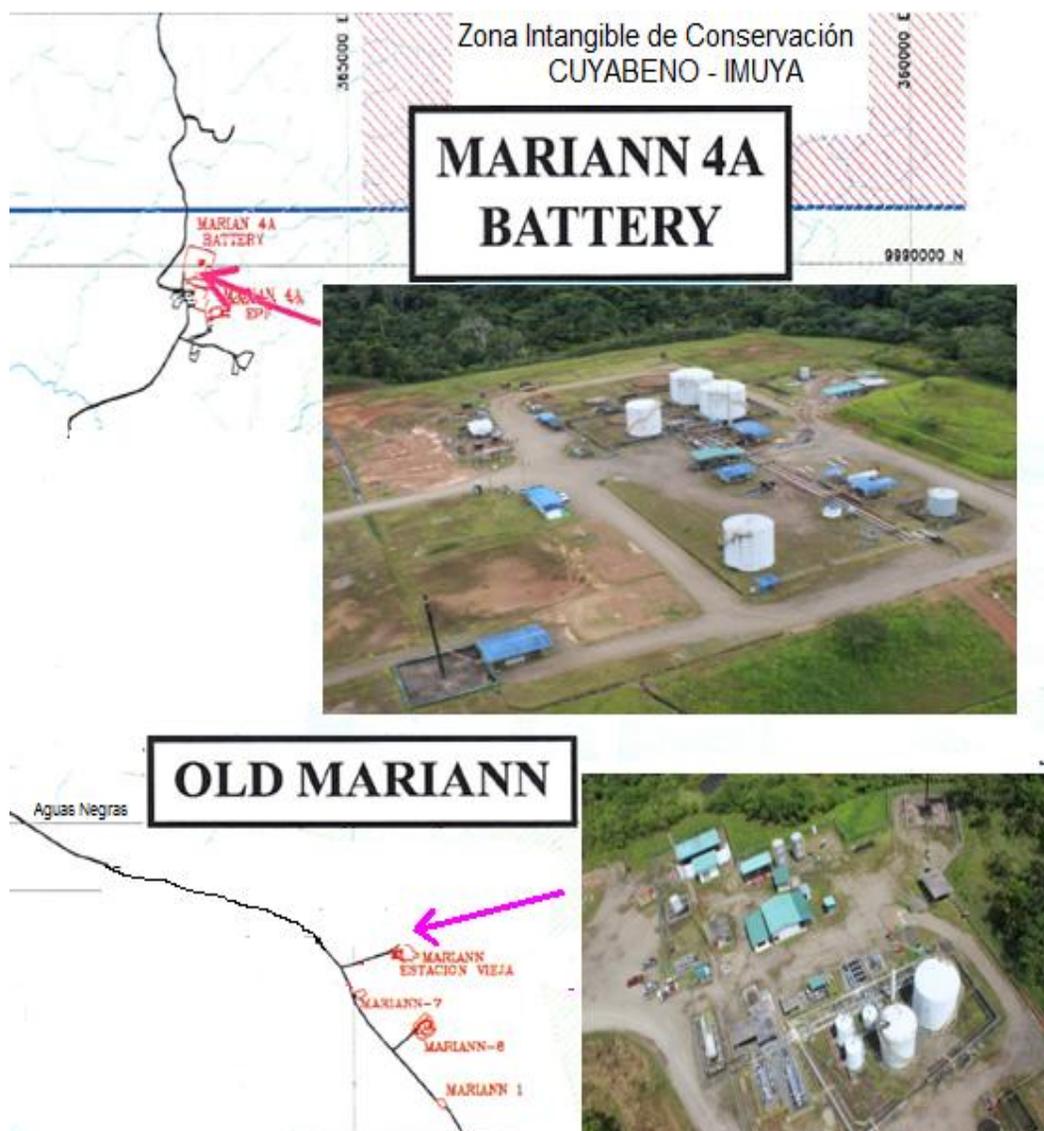


**Figura 2-7** Periodo de pruebas realizadas en un grupo de motor: consumo vs ahorro diesel

Como se puede apreciar en la Figura 2-7, las pruebas realizadas en un grupo de motor-generador arrojan escenarios de ahorro de 30%, 40% y 50% de diesel, no obstante, aún siguen en análisis los impactos en los costos de mantenimiento que podrían bajar considerablemente el ahorro neto en los costos operativos.

### 3 Facilidades de producción de los campos Old Mariann y Mariann 4A

Los campos Old Mariann y Mariann 4A Battery (Figura 3-1), operados por Andes Petroleum Ecuador Ltd., se encuentran ubicados en el Bloque Tarapoa, a unos 8 km de distancia entre sí por carretera. Se les conoce como facilidades de producción a todos los equipos y líneas de flujo utilizados para los procesos de separación, deshidratación y almacenamiento del petróleo.



**Figura 3-1** Ubicación geográfica de los campos Old Mariann y Mariann 4A Battery

La batería de Old Mariann se encuentra ubicada en la Provincia de Sucumbíos, cantón Cuyabeno, parroquia Tarapoa. Esta facilidad, construida en 1999, está diseñada para procesar el crudo proveniente de los pozos desde la misma plataforma de perforación. La capacidad de procesamiento de crudo es de 5 MBOPD [9, 32].

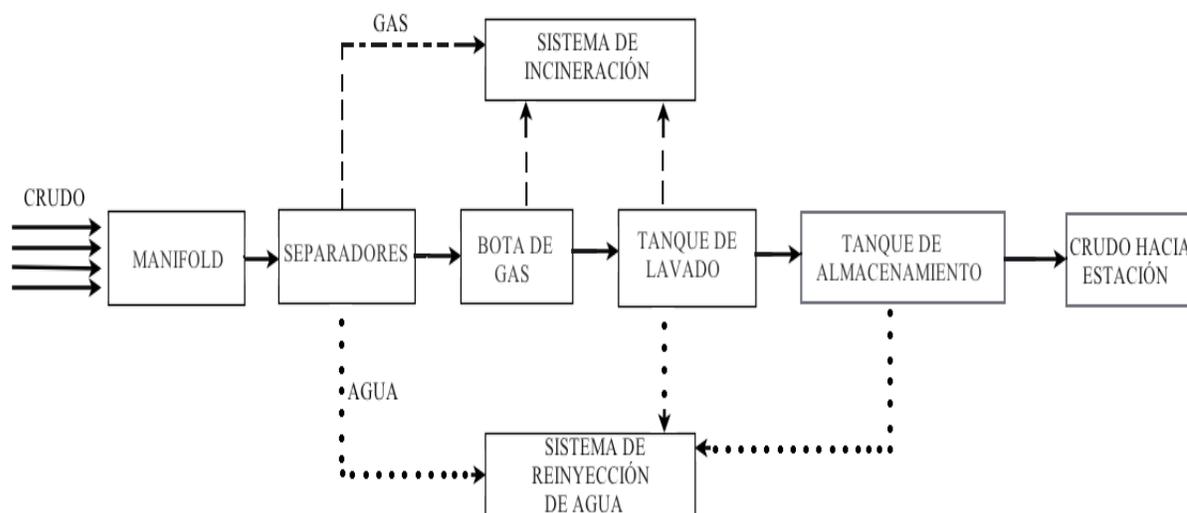
La facilidad Mariann 4A se encuentra ubicada cerca de la localidad Aguas Negras de la provincia de Sucumbíos. En las proximidades de este centro se encuentra la Zona de Conservación Vedada de Cuyabeno - Imuya. Se trata de una facilidad aislada eléctricamente de la red centralizada de Tarapoa, de manera que se requiere generar energía eléctrica para el autoconsumo [9,33]. Esta facilidad, construida en el año 2000, está diseñada para procesar el crudo proveniente de los pozos de la plataforma Mariann.

### **3.1 Descripción del proceso de separación de petróleo, agua y gas en los campos de Old Mariann y Mariann 4A Battery**

Un manifold es un conjunto de tuberías, válvulas auxiliares y accesorios utilizados para centralizar y direccionar el fluido. El crudo proveniente de los pozos se recibe en un múltiple de recolección o manifold, desde donde se envía hacia los separadores, en donde el fluido es separado físicamente en tres fases: gas, crudo y agua. La corriente de crudo es llevada a la bota de gas en donde logra separarse del gas residual que pudiera encontrarse. Posteriormente, la corriente de crudo es enviada a un tanque de lavado para separarla en dos fases (agua-petróleo) mediante decantación. El petróleo queda entonces disponible para ser almacenado y transportado.

La corriente de gas que sale de los separadores, bota desgasificadora e inclusive del tanque de lavado es enviada a los mecheros para incineración. Por otro lado, el agua de formación proveniente de separadores, tanques de lavado y de almacenamiento es enviada a un sistema de reinyección para recibir tratamiento fisicoquímico, con lo cual puede ser reinyectado mediante bombas de alta presión a los pozos de producción.

El esquema del proceso de tratamiento del petróleo en los campos Old Mariann y Mariann 4A Battery se presenta en la Figura 3-2.



**Figura 3-2** Diagrama de bloques del tratamiento de petróleo

Un esquema más específico del proceso de producción de petróleo y gas en los campos Old Mariann y Mariann 4A Battery se presenta en la Figura 3-3. Como se puede observar en el diagrama de flujo, desde el manifold (C-1) el crudo (línea continua negra) puede ser dirigido tanto al cabezal de producción (C-2) o al cabezal de prueba (C-3), para de allí ser enviado a los separadores. Normalmente, cuando no se están realizando pruebas, el crudo fluye directamente hacia el cabezal de producción y de allí, hacia el separador de producción (V-110). Sin embargo, cuando las pruebas son requeridas, el crudo de los pozos que esté siendo probado continuará fluyendo mediante bypass hacia el cabezal de prueba y de allí, hacia el separador de prueba (V-100).

Estos separadores aprovechan el tiempo de residencia y el calor del crudo para lograr la separación de la emulsión en tres fases (gas, petróleo y agua). El separador de prueba es requerido tanto para cuantificar el potencial de producción de petróleo, agua y gas, como para extraer muestras del fluido para determinar su composición por métodos cromatográficos y el contenido máximo de sedimentos y agua (BSW). El gas (líneas segmentadas rojas) que sale de los separadores es luego enviado al colector de gas para su posterior incineración en el mechero.

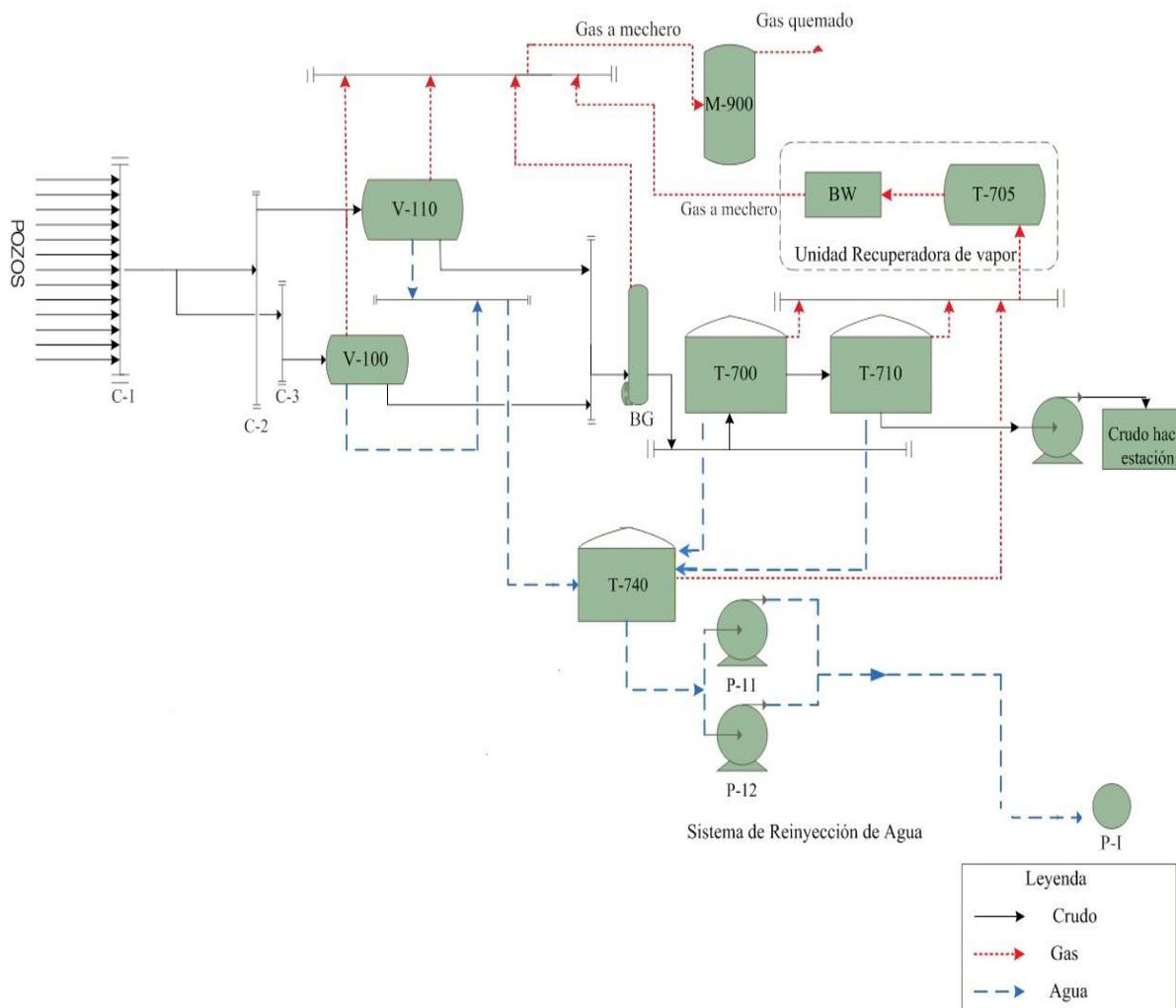
En cambio, las corrientes de agua (líneas segmentadas azules) provenientes de los separadores se reúnen en un colector de agua, desde donde son enviadas a un tanque de almacenamiento (T-740). Allí, el agua se acumula en el fondo, para luego ser extraída y llevada a un sistema de inyección en donde se aumenta su presión a 50 psig para su posterior reinscripción en los pozos inyectoros.

Por otro lado, las corrientes de crudo provenientes de los separadores se dirigen hacia un colector y de allí, la emulsión ingresa a la bota de gas, la cual sirve para eliminar una cantidad adicional de gas que aún permanece en solución en el fluido. Este gas es posteriormente enviado a los mecheros para incineración.

Una vez separado el gas, el fluido restante sale de la bota desgasificadora y se dirige hacia una serie de tanques a presión atmosférica y a 150-160°F aproximadamente, en donde aprovecha el tiempo de residencia del crudo hasta lograr que éste alcance las características requeridas para su posterior envío y venta. Específicamente, el crudo que sale de la bota de gas ingresa al tanque de lavado (T-700) en donde se lleva a cabo la separación agua-petróleo por decantación. Cuando el crudo alcanza un BSW menor o igual al 1% y supera su límite de reboso, éste fluye a través de una tubería interior elevada en el tanque (T-700) hacia el tanque de envío (T-710).

Cada uno de los tanques tiene una línea conductora vertical por la cual sale el vapor producido en los mismos hacia un cabezal común que pasa por debajo del nivel del piso y va hacia un tanque colector (T-705). En este tanque se drenan los hidrocarburos (HC) líquidos, en caso de existir, y el gas se lo hace ingresar al cabezal de succión sobre los sopladores (BW) de la unidad recuperadora de vapor. Esta unidad incrementa la presión del vapor de manera que el gas pueda dirigirse hacia el sistema de incineración.

Adicionalmente, las facilidades de producción consta de sistemas complementarios como: sistema de generación eléctrica, sistema de aire de instrumentos y sistema contra incendios (estos sistemas no constan en el diagrama de flujo de la Figura 3-3). Las Figuras 3-4 y 3-5 corresponden a las facilidades de producción de los campos Old Mariann y Mariann Battery 4A, respectivamente.



Lista de equipos			
Nomenclatura	Descripción	Nomenclatura	Descripción
BG	Bota de gas	T-705	Tanque colector
BW	Soplador	T-710	Tanque de embarque
C-1	Manifold	T-740	Tanque de almacenamiento de agua
C-2	Colector de producción	P-11, P-12	Bombas booster reinyección de agua
C-3	Colector de prueba	P-1	Pozo inyector
M-900	Mechero	V-100	Separador de prueba
T-700	Tanque de lavado	V-110	Separador de producción

**Figura 3-3** Esquema del proceso de producción de petróleo y gas en Old Mariann y Mariann 4A Battery



**Figura 3-4** Campo Old Mariann



**Figura 3-5** Campo Mariann Battery 4A

### 3.2 Pronóstico de producción

El crudo proveniente tanto de Old Mariann como de la batería Mariann 4A es de gravedad ligera a mediana, encontrándose alrededor de los 26-30° API. La emulsión es dulce con una temperatura de producción de 150 ° F a 180 ° F [8, 9].

Los caudales de producción estimados de petróleo y agua para el periodo 2012-2015 correspondientes a la estación Old Mariann se presentan a continuación:

**Tabla 3-1** Perfil de producción de petróleo y agua 2012-2015 Campo OLD MARIANN

	FLUIDO	2012	2013	2014	2015	TOTAL	Promedio del periodo
Producción en barriles por año	PETROLEO	1 068 373	966 427	814 842	647 234	3 496 875	874 219
	AGUA	6 971 547	6 984 806	6 998 089	7 011 398	27 965 840	6 991 460
	<b>Total Barriles por año</b>	<b>8 039 920</b>	<b>7 951 232</b>	<b>7 812 931</b>	<b>7 658 632</b>	<b>31 462 715</b>	<b>7 865 679</b>
Producción en barriles por día	PETROLEO	2 919	2 648	2 232	1 773	9 572	2 393
	AGUA	19 100	19 136	19 173	19 209	76 618	19 555
	<b>Total Barriles por día</b>	<b>22 019</b>	<b>21 784</b>	<b>21 405</b>	<b>20 983</b>	<b>86 191</b>	<b>21 548</b>

Los caudales de producción estimados de petróleo y agua para el periodo 2012-2015 correspondientes a la estación Mariann Battery 4A se presentan a continuación:

**Tabla 3-2** Perfil de producción petróleo y agua periodo 2012-2015 Campo MARIANN 4A

	FLUIDO	2012	2013	2014	2015	TOTAL	Promedio del periodo
Producción en barriles por año	PETROLEO	374 482	338 748	285 615	226 866	1 225 710	306 428
	AGUA	5 089 149	6 921 064	6 934 226	6 947 414	25 891 853	6 472 963
	<b>Total Barriles por año</b>	<b>5 463 630</b>	<b>7 259 812</b>	<b>7 219 841</b>	<b>7 174 280</b>	<b>27 117 563</b>	<b>6 779 391</b>
Producción en barriles por día	PETROLEO	1 023	928	783	622	3 356	839
	AGUA	13 943	18 962	18 998	19 034	70 937	17 734
	<b>Total Barriles por día</b>	<b>14 966</b>	<b>19 890</b>	<b>19,780</b>	<b>19 656</b>	<b>74 292</b>	<b>18 573</b>

Los caudales de producción de gas provenientes de las facilidades se estimaron en función de la relación gas-crudo (GOR) actual considerada constante para el periodo de análisis (2012-2015). Para el caso de Old Mariann el GOR es 126 y para Mariann 4A el GOR es 123.

**Tabla 3-3** Perfil de producción diaria de gas periodo 2012-2015 Campos OLD MARIANN y MARIANN 4A

<b>PRODUCCION GAS EN MILES PIES CUBICOS ESTANDAR POR DIA [MSCFD]</b>					
<b>CAMPO</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>Promedio del periodo</b>
OLD MARIANN	368	334	281	223	<b>302</b>
MARIANN 4A	126	114	96	76	<b>103</b>
<b>Total MSCFD</b>	<b>494</b>	<b>448</b>	<b>378</b>	<b>300</b>	<b>405</b>

### 3.3 Condiciones actuales de la capacidad energética instalada y la demanda de energía en el Campo Mariann

La capacidad energética instalada y demanda actual del campo Mariann, materia del objetivo principal de este proyecto, se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 3-4** Capacidad instalada vs demanda real de energía del Campo Mariann

<b>Escenario Actual</b>				
<b>Energía</b>	<b>Campo Old Mariann</b>	<b>Campo Mariann 4A</b>	<b>Total</b>	<b>Aprovechamiento de la Capacidad Instalada</b>
	<b>Mariann Old Battery</b>	<b>Mariann 4A Battery &amp; pad</b>		
<b>Capacidad Instalada (kW)</b>	2426	2832	5258	
<b>Demanda Real (kW)</b>	613	1131	1744	

Como se puede apreciar en la Tabla 3-4, existe una alta capacidad instalada (5258kW) para cubrir la demanda real de 1744kW, apenas el 33% de la capacidad instalada. Esta situación es ciertamente ineficiente, tanto por el alto consumo y el correspondiente costo de combustible diesel, como por los recursos en el ámbito de operación y mantenimiento.

### 3.3.1 Proyección de crecimiento de la demanda energética

La Tabla 3-5 establece la proyección de la demanda energética en el campo Mariann para el 2015, misma que es el resultado de registros históricos y que básicamente son establecidos en función del volumen y el tipo de fluido en las diferentes etapas del proceso productivo.

**Tabla 3-5** Demanda en el campo Mariann

<b>Escenario Futuro- Crecimiento de Demanda</b>			
	<b>Old Mariann</b>	<b>Mariann 4A</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Demanda (kW)</b>	<b>596.8</b>	<b>857.9</b>	<b>1454.7</b>
<b>Demanda Total Futura (kW)</b>	<b>3710.5</b>		

Por lo tanto, la demanda de energía máxima para el horizonte de vida del proyecto es 3710.5 kW. La cual incluye contingencia para efectos de unidades en mantenimiento así como cierta reserva en giro (factor igual 1.16), que no es otra cosa que energía rodante para efectos de suministrar picos durante el arranque de ciertas cargas (motores) en el proceso. Este valor se obtiene sumando la demanda energética total de los Campos Old Mariann y Mariann 4A más la demanda energética real en dichos campos, multiplicado por el factor de reserva en giro antes mencionado.

### 3.4 Caracterización del gas en los campos Old Mariann y Mariann 4A

Se sabe que el gas asociado proveniente de los pozos del campo Old Mariann es de menor calidad que el gas de los pozos provenientes del campo Mariann 4A Battery. Uno de los objetivos específicos de este proyecto, constituye la verificación de los valores obtenidos en los registros cromatográficos de análisis previos (Anexos 2.1, 2.2 y 2.3), con el fin de establecer variabilidad de parámetros y tendencias que permitan validar los procesos para el acondicionamiento del gas. Para ello, se recogió una muestra de gas asociado proveniente del separador de prueba de cada campo (Old Mariann y Mariann 4A Battery). Ambas muestras fueron sometidas al análisis cromatográfico. Antes de tomar la muestra de gas, se hace vacío la bala y a las conexiones. Una *bala* es un recipiente cilíndrico, metálico y hermético (ver Figura 3-6). Luego, la muestra es introducida al cromatógrafo en la válvula de inyección a la temperatura a la que la muestra fue tomada.

El análisis cromatográfico se llevó a cabo en el Laboratorio de Análisis Instrumental de la Escuela Politécnica Nacional. A partir de este análisis se pudo obtener directamente la composición de las muestras de gas (ver Tabla 3-6), así como la densidad, peso molecular y poder calorífico de las mismas (ver Tabla 3-7).



**Figura 3-6** Balas que contienen las muestras de gas

Resulta importante conocer la composición del combustible, en este caso el gas natural, ya que este define los parámetros de rendimiento del motor para generación eléctrica. De la Tabla 3-6 se puede observar que el gas proveniente tanto de Old Mariann como el de Mariann Battery presentan un alto contenido de agua, bajo contenido de metano y un alto contenido de pesados C3+ (principalmente propano). Es de notar que el gas de Old Mariann presenta un altísimo contenido de dióxido de carbono, CO<sub>2</sub>, (> 55% mol), no así el gas de Mariann Battery (apenas un 7% mol). Además, ambos gases contienen un alto porcentaje de agua: Old Mariann (5.42% mol) y Mariann Battery (14.26% mol). Teniendo en cuenta estas características, se puede decir que se trata de un gas de mala calidad, sobre todo el gas proveniente de Old Mariann, por lo que es necesario someterlo a un tratamiento previo.

**Tabla 3-6** Composición del gas asociado proveniente de los campos Old Mariann y Mariann 4A Battery

Componente	Estación Old Mariann		Estación Mariann 4A Battery	
	%Peso	%Molar	%Peso	%Molar
Agua	2.51	5.42	6.46	14.26
Nitrógeno	1.44	2.00	2.35	3.34
Dióxido de carbono	63.06	55.75	8.16	7.37
Metano	6.15	14.95	9.38	23.27
Etano	3.33	4.31	5.80	7.67
Propano	11.61	10.26	21.01	18.96
Iso-butano	2.58	1.73	3.07	2.10
N-butano	4.77	3.20	10.53	7.21
Iso-pentano	2.00	1.08	4.97	2.74
N-pentano	1.65	0.89	6.09	3.36
Iso-hexano	0.43	0.19	4.67	2.16
N-hexano	0.48	0.22	9.26	4.28
N-heptano	0.00	0.00	1.40	0.56
Iso-heptano	0.00	0.00	6.84	2.72

**Tabla 3-7** Propiedades físicas del gas asociado proveniente de los campos Old Mariann y Mariann 4A Battery

Muestra	Estación Old Mariann	Estación Mariann 4A Battery
Presión [psi]	33	21
Temperatura [°F]	150	170
Densidad relativa [-]	1.35	1.39
Peso Molecular promedio [g/gmol]	38.90	39.71
Poder calorífico del gas [BTU/SCF]	750.4	1898.4

Según los datos presentados en la tabla anterior, en principio, el gas de Old Mariann sería de mezcla pobre ya que presenta un poder calorífico < 850 BTU/SCF, mientras que el gas proveniente de Mariann 4A Battery es considerado de mezcla rica con un poder calorífico > 1250 BTU/SCF.

**Tabla 3-8** Tabla comparativa de los porcentajes molares de los componentes de distintas muestras de gas provenientes de las estaciones Old Mariann y Mariann Battery

Componente	Estación Old Mariann		Estación Mariann 4A Battery	
	Abr-2012	Dic-2011	Abr-2012	Feb-2011
	%Molar	%Molar	%Molar	%Molar
Agua	5.42	12.9813	14.26	0.860
Nitrógeno	2.00	3.9604	3.34	12.700
Dióxido de carbono	55.75	51.5352	7.37	21.060
Metano	14.95	15.0215	23.27	37.230
Etano	4.31	3.3403	7.67	7.260
Propano	10.26	6.5507	18.96	10.210
I-butano	1.73	1.5202	2.10	1.940
N-butano	3.20	3.0903	7.21	5.570
I-pentano	1.08	1.1901	2.74	1.890
N-pentano	0.89	0.6001	3.36	1.280
I-hexano	0.19	--	2.16	0.000
N-hexano	0.22	0.1600	4.28	0.000
I-heptano	0.00	--	2.72	0.000
N-heptano	0.00	0.0500	0.56	0.000
Total	100	100.000	100	100

La Tabla 3-8 presenta los porcentajes molares de los componentes de distintas muestras de gases provenientes de las estaciones Old Mariann y Mariann Battery. Es de notar que en las cromatografías correspondientes al gas de Old Mariann de abril 2012 y diciembre 2011, las composiciones de ambas muestras son similares: presentan un alto contenido de dióxido de carbono,  $C_3+$  y de agua, mientras que el contenido de metano es muy bajo. En ambos análisis no se registra el porcentaje presente de  $H_2S$  por encontrarse éste en trazas. En el caso del gas de Mariann Battery, los resultados de los análisis cromatográficos varían considerablemente en los porcentajes de dióxido de carbono, agua e hidrocarburos pesados. Esta notable diferencia es posible que se deba a las distintas condiciones de temperatura y presión a las que fueron tomadas las muestras: la muestra correspondiente a abril-2012 fue tomada a 170 °F y 21 psi, mientras que la muestra de febrero-2011 fue tomada a 150 °F y 37 psi.

Como se mencionó anteriormente, la composición de la muestra de gas de Mariann Battery de abril 2012 (EPN) difiere de manera importante de la muestra tomada en febrero 2011 (SGS), debido a que las condiciones de temperatura y presión a las que la primera muestra fue tomada difieren de las condiciones de la segunda muestra. Por ende, es de esperar que sus propiedades fisicoquímicas varíen de igual manera.

La presión y temperatura pseudocríticas para la muestra de gas analizada en el laboratorio de EPN fueron calculadas tal como se indica en la sección 2.4.3 utilizando el método de correlación numérica de Sutton. Como se puede apreciar en la Tabla 3-9, la temperatura pseudocrítica para dicha muestra de gas es de 503.83 °R. A esta temperatura se requiere de una presión de 603.56 psi para licuar el gas. La presión y temperatura pseudoreducidas, así como el factor de corrección de Wichert-Aziz, necesarios para obtener el factor de compresibilidad de la muestra de gas de abril 2012 fueron calculados según como se indica en la sección 2.4.4. La gran diferencia que se observa en los factores de corrección de Wichert-Aziz evidentemente se debe a la mayor concentración de componentes no hidrocarburos tales como  $N_2$  y  $CO_2$  presentes en la muestra de abril 2012.

**Tabla 3-9** Propiedades del gas asociado de Mariann Battery

<b>Estación Mariann 4<sup>a</sup> Battery</b>		
<b>Laboratorio</b>	<b>EPN</b>	<b>SGS</b>
<b>Fecha de Muestreo</b>	<b>Abr-2012</b>	<b>Feb-2011</b>
<b>Propiedades del gas</b>		
<b>Presión de flujo [psi]</b>	21	37
<b>Temperatura de flujo [°F]</b>	170	150
<b>Densidad relativa</b>	1.39	1.17
<b>Peso Molecular promedio [g/gmol]</b>	39.71	33.92
<b>Presión pseudocrítica [psi]</b>	603.56	781.89
<b>Temperatura pseudocrítica [°R]</b>	503.83	483.51
<b>Temperatura pseudoreducida</b>	1.25	1.35
<b>Presión pseudoreducida</b>	0.035	0.053
<b>Corrección Wichert-Aziz</b>	9.63	23.663
<b>Factor Z</b>	0.9824	0.993
<b>Factor volumétrico de formación, B<sub>g</sub></b>	0.8336	0.4630

**Tabla 3-10** Propiedades del gas asociado de Old Mariann

<b>Estación Old Mariann</b>		
<b>Laboratorio</b>	<b>EPN</b>	<b>SGS</b>
<b>Fecha de Muestreo</b>	<b>Abr-2012</b>	<b>Dic-2011</b>
<b>Propiedades del gas</b>		
<b>Presión de flujo[psi]</b>	33	33
<b>Temperatura de flujo [°F]</b>	150	150
<b>Densidad relativa</b>	1.35	1.27
<b>Peso Molecular promedio [g/gmol]</b>	38.9	36.59
<b>Presión pseudocrítica [psi]</b>	861.83	847.78
<b>Temperatura pseudocrítica [°R]</b>	508.92	490.13
<b>Temperatura pseudoreducida</b>	1.19	1.26
<b>Presión pseudoreducida</b>	0.038	0.035
<b>Corrección Wichert-Aziz</b>	23.81	24.53
<b>Factor Z</b>	0.91	0.993
<b>Factor volumétrico de formación, B<sub>g</sub></b>	0.4757	0.5785

De igual manera, la Tabla 3-10 muestra los valores estimados de las propiedades pseudocríticas calculados según el método de correlación de Sutton y el método gráfico de Standing y Katz. Al tener composiciones similares ambas muestras guardan propiedades con valores similares. Con ello, queda demostrado, al igual que en la Tabla 3-9, que las correlaciones numéricas utilizadas para la obtención de datos en estos casos dependen de la cantidad de componentes no hidrocarburos, tales como el N<sub>2</sub> y el CO<sub>2</sub>, presentes en el gas.

Las demás propiedades fisicoquímicas del gas (Tablas 3-11 y 3-12), necesarias para la simulación del proceso de tratamiento del gas, fueron calculadas utilizando el programa de simulación HYSYS v.7.0 El paquete termodinámico utilizado en la simulación es la ecuación de estado de Peng-Robinson, la cual tiene parámetros de interacción binaria para parejas de hidrocarburos y otros componentes. Estas especificaciones de las corrientes de gas de Old Mariann y Mariann Battery se muestran en el Anexo 4.

**Tabla 3-11** Algunas propiedades físicas y termodinámicas del gas Mariann Battery (HYSYS)

<b>Propiedades del Gas Mariann 4A Battery</b>	
<b>Presión de flujo[psi]</b>	<b>21</b>
<b>Temperatura de flujo [°F]</b>	<b>170</b>
<b>Peso Molecular promedio [lb/lbmol]</b>	38.42
<b>Densidad [lb/ft<sup>3</sup>]</b>	0.2066
<b>Poder calorífico inferior [Btu/lbmol]</b>	6.275e+005
<b>Poder calorífico inferior másico [Btu/lb]</b>	1.633 e+004
<b>Flujo de gas [MMSCFD]</b>	1100
<b>Contenido de agua en mg/m<sup>3</sup> (Gas)</b>	1115
<b>HC Dew Point [°F]</b>	109.1
<b>Agua Dew Point [°F]</b>	163.9
<b>Factor Z</b>	0.9824
<b>Volumen Molar [ft<sup>3</sup>/lbmol]</b>	176
<b>Poder calorífico superior (Gas) [MMBtu/gal]</b>	2.467e-004
<b>Poder calorífico inferior (Gas) [MMBtu/gal]</b>	2.259e-004
<b>Capacidad calorífica [Btu/lb-°F]</b>	0.4458

**Tabla 3-12** Algunas propiedades físicas y termodinámicas del gas Old Mariann (HYSYS)

<b>Propiedades del Gas Old Mariann</b>	
<b>Presión de flujo[psi]</b>	<b>33</b>
<b>Temperatura de flujo [°F]</b>	<b>150</b>
<b>Peso Molecular promedio [lb/lbmol]</b>	36.59
<b>Densidad [lb/ft<sup>3</sup>]</b>	0.2079
<b>Poder calorífico inferior [Btu/lbmol]</b>	2.114e+005
<b>Poder calorífico inferior másico [Btu/lb]</b>	5778
<b>Flujo de gas [MMSCFD]</b>	0.3681
<b>Contenido de agua en mg/m<sup>3</sup> (Gas)</b>	98.72
<b>HC Dew Point [°F]</b>	4.209
<b>Agua Dew Point [°F]</b>	159.9
<b>Factor Z</b>	0.9924
<b>Volumen Molar [ft<sup>3</sup>/lbmol]</b>	176
<b>Poder calorífico superior (Gas) [MMBtu/gal]</b>	8.317e-005
<b>Capacidad calorífica [Btu/lb-°F]</b>	0.3112

### 3.5 Selección de la tecnología para generación

La selección de la tecnología se hace de acuerdo al rendimiento y economía. Además, no se considera los costos que demanda la puesta en marcha de cualquiera de las tecnologías expuestas en la sección 2.6.

Se descartan tecnologías como la de turbinas debido a los bajos niveles de disponibilidad de gas, la mala calidad del gas asociado (altos niveles de CO<sub>2</sub>) en el campo Mariann y los altos costos de inversión para el tratamiento del gas. Por razones similares, se descarta el aprovechamiento del gas para generación de vapor a través de calderos y su posterior conversión en energía eléctrica mediante el uso de turbinas de vapor, debido a que involucran altas inversiones en el tratamiento del agua que será luego convertido en vapor.

El costo del gas asociado, puede considerarse cero, puesto que el gas es enviado a los mecheros para su incineración. Como el objetivo es ocupar todo el gas disponible en ambos campos para generación de energía y reemplazar los actuales generadores que operan a diesel en dichos campos, resulta conveniente emplear los motogeneradores a gas de Waukesha (gas Enginator).

A partir del análisis cromatográfico del gas se puede obtener su composición, la misma que permite definir los parámetros de rendimiento del motor. Por medio del análisis del combustible se puede determinar el poder calorífico, el índice de detonación (WKI) y la presencia de otros gases, componentes pesados y/o contaminantes. Este análisis es efectuado en el programa de cálculo de Waukesha WKI <sup>TM</sup> Versión 1.17. Las hojas de los WKI para cada gas están adjuntadas en el Anexo 3.

## **4 Diseño conceptual del sistema de tratamiento del gas asociado para su utilización en generadores con motores de combustión interna**

El modelado y la simulación de procesos químicos permite, de alguna manera, obtener una solución aproximada a un problema específico. Para lograrlo, se requiere de datos de propiedades físicas y termodinámicas de los fluidos que intervienen en el problema. En este caso, el diseño de los sistemas propuestos para su modelado y simulación se realizó utilizando el programa de simulación Hysys 7.0 [34].

Sobre la base de la información de los pronósticos de producción (ver Tabla 3-3), la composición, propiedades y condiciones del gas (ver Tablas 3-6 y 3-7), es posible estimar la cantidad disponible del mismo para su aprovechamiento en la generación de energía. De esta manera, se tiene que la cantidad de gas disponible en ambas estaciones es:

- Estación Old Mariann: 368000 SCFD
- Estación Mariann 4A : 126000 SCFD

Dado el volumen y calidad de gas disponible en estas locaciones, se ha podido establecer, tomando en consideración las especificaciones de los fabricantes, que sería factible obtener una generación aproximada de 0.75 a 1 MW. Actualmente, la demanda en Mariann 4A Battery es cubierta por un solo generador a diesel de 1200 kW. Mientras que, en Old Mariann la demanda de energía es cubierta por 3 generadores a diesel de aproximadamente 750 kW cada uno (uno de ellos en stand by).

### **4.1 Resumen de la situación actual**

La necesidad de implementar nuevas tecnologías para la utilización energética del gas asociado surge de la alta e ineficiente capacidad energética instalada en los campos Old Mariann y Mariann Battery. Esto debido a que todas las unidades instaladas en esos campos consumen diesel como combustible. Además, hay que considerar que el gas asociado, producto del tratamiento del crudo no es aprovechado en ningún sistema de transformación de energía calórica o eléctrica.

De igual manera la ineficiente utilización de equipos (sobredimensionados en la mayoría de los casos), los mismos que obedecen a enfoques conservadores, con el fin de mitigar fenómenos de sobrecalentamiento debido a presencia de armónicos generados en los equipos

como variadores de frecuencia muy utilizados en sistemas de recuperación secundarios. Por último, se debe considerar que los centros o facilidades de procesamiento en estos campos se encuentran separados por una distancia aproximada de 8km.

## **4.2 Descripción de la propuesta 1**

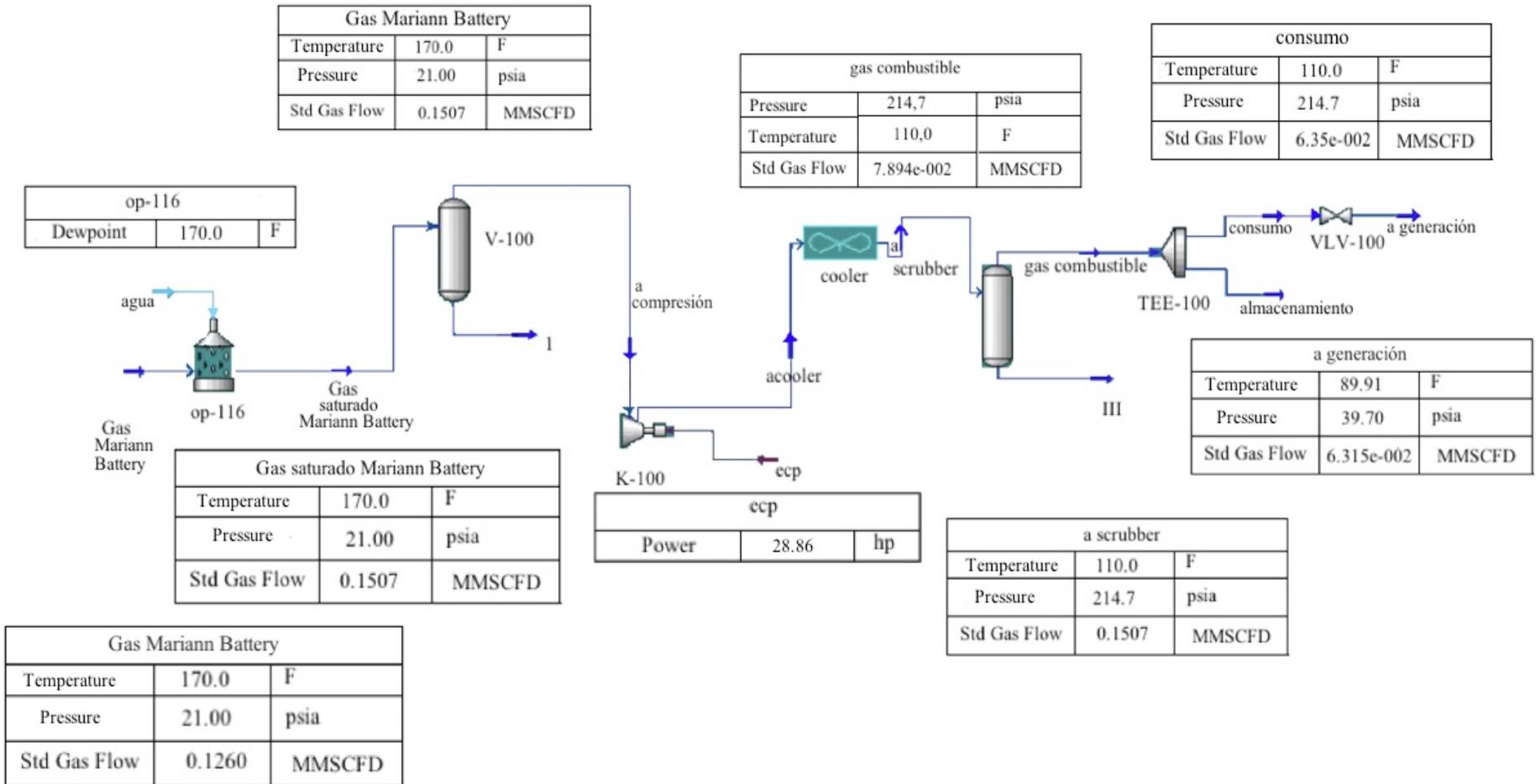
El sistema propuesto considera el aprovechamiento de gas para generación de energía eléctrica en forma separada, es decir instalando generadores tanto en Marian 4Abattery como en Old Mariann.

Debido a que las condiciones de temperatura y presión durante el análisis cromatográfico son algo distintas a las condiciones reales de operación en el campo, los resultados concernientes a la cantidad de agua presente en el gas de muestra no corresponden a las condiciones reales, en donde tanto el liquido como el gas se encuentran en estado de equilibrio y por ende, la corriente de gas se encuentra saturada. De allí que para la simulación del proceso, resulta necesario primero saturar las corrientes del gas en la entrada.

El sistema de deshidratación para el gas de Mariann Battery consta de:

- 1 depurador (scrubber).- Es un equipo de sirve para separar una fracción pequeña de liquido en la corriente de gas.
- 1 separador/filtro coalescente
- 1 aerofriador.- Es un equipo que sirve para retirar el calor de una corriente de proceso (enfriamiento y/o condensación) utilizando aire del ambiente.
- 1 tanque de surgencia (almacenamiento)
- 1 compresor

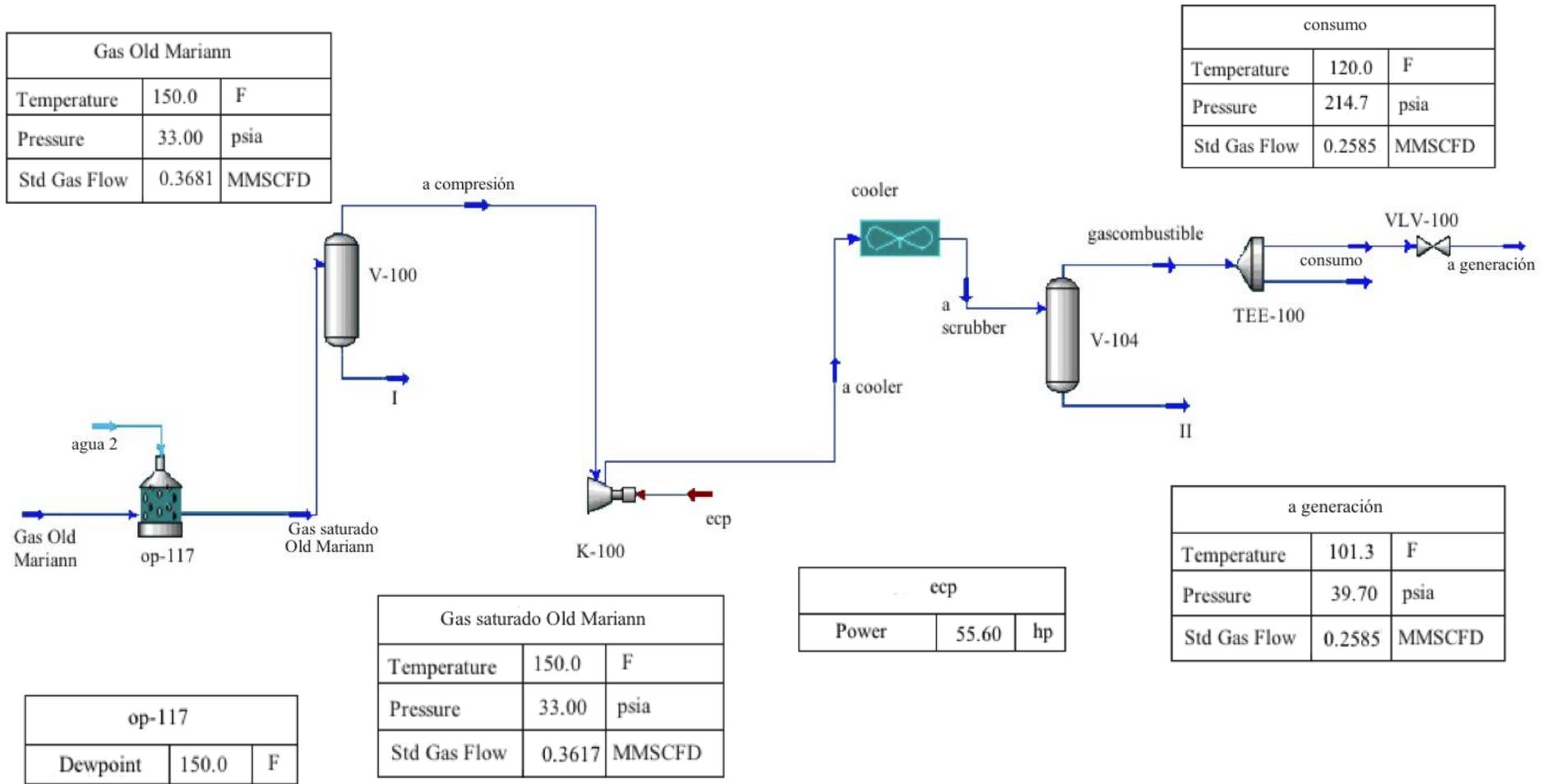
En la Figura 4-1 se presenta el sistema de deshidratación del gas proveniente de Mariann Battery para uso en el generador.



**Figura 4-1** Diagrama de la propuesta 1: Sistema de deshidratación del gas proveniente de Mariann Battery para uso en motores generadores

La corriente de gas Mariann Battery a 170°F y 21 psi es saturada con una corriente de agua (w1) y luego enviada a un filtro coalescente (V-100) en donde se condensan líquidos (I) con lo cual, la corriente de gas se comprime (K-100) y se le reduce su temperatura mediante un aerofriador (cooler) para poder ingresar al depurador. Una vez allí, se termina de separar el agua del gas, con lo cual la corriente de gas se dirige hacia el pulmón o tanque de surgencia, empleado para almacenar el gas y suministrar, como pulmón al generador.

De igual manera, para el caso de Old Mariann, el sistema propuesto consta de los mismos elementos. En la Figura 4-2 se presenta el sistema de deshidratación del gas proveniente de Mariann Battery para uso en el generador. La corriente de gas Old Mariann a 150°F y 33 psi es saturada con una corriente de agua (w2) y luego enviada al filtro (V-100) en donde se condensan líquidos (I) con lo cual, la corriente de gas se comprime (K-100) y se le reduce su temperatura mediante un aerofriador (cooler) para poder ingresar al scrubber. Una vez allí, se termina de separar el agua del gas, con lo cual la corriente de gas se dirige hacia el pulmón o tanque de surgencia, empleado para almacenar el gas y suministrar, como pulmón al generador.



**Figura 4-2** Diagrama de la propuesta 1: Sistema de deshidratación del gas proveniente de Old Mariann para uso en motogeneradores

#### 4.2.1 Evaluación de la propuesta 1

De acuerdo con los datos obtenidos en HYSYS, el gas saturado de Mariann Battery contiene un 14.65% moles de agua, un valor muy alto, por lo que resulta necesario deshidratarlo. El esquema propuesto pretende que el gas salga de la unidad de deshidratación con un punto de rocío mínimo de 20°F por debajo de la temperatura del gas. Como resultado, se obtiene un gas (*a generación*) a 89.91 °F y 39.70 psia (ver también Anexo 4.2). Además, con este esquema se logra obtener como producto final un gas con 0.6 % mol de agua (ver Tabla 4-1) , con una reducción del contenido de agua en el gas de 4793 mg/m<sup>3</sup> y un LHV alto igual a 1.927 e-004 MMBTU/gal (1441.496 BTU/ft<sup>3</sup>) como lo indica la Tabla 4.2. El gas sale con un punto de rocío del agua y del hidrocarburo, 30°F y 50°F aproximadamente por debajo de la temperatura del gas, respectivamente (Figura 4-1). Sin embargo, de los 126 MSCFD de gas de entrada, apenas 63MSCFD (50%) son para generación.

**Tabla 4-1** Composición del gas de Mariann Battery antes y después del sistema de deshidratación

Componente	Gas de entrada	Gas a generación
	Fracción Molar	Fracción Molar
Metano	0.2392	0.3710
Etano	0.0788	0.1129
Propano	0.1949	0.2279
I-butano	0.0216	0.0192
N-butano	0.0741	0.0574
I-pentano	0.0282	0.0136
N-pentano	0.0345	0.0141
N-hexano	0.0440	0.0081
N-Heptano	0.0280	0.0022
Nitrógeno	0.0343	0.0542
H <sub>2</sub> O	0.1466	0.0063
CO <sub>2</sub>	0.0758	0.1140

**Tabla 4-2** Algunas propiedades del gas antes y después del sistema de deshidratación

Propiedad	Gas de entrada	Gas a generación
	Valor	Valor
Punto de rocío HC (Gas) [°F]	86.63	39.39
Punto de rocío Agua (Gas) [°F]	142.5	59.53
Contenido de agua (Gas) [mg/m <sup>3</sup> ]	1115	47.93
HHV(Gas) [MMBtu/gal]	2.467e-004	2.105e-004
LHV (Gas) [MMBtu/gal]	2.259e-004	1.927e-004

El balance de masa y energía obtenido en HYSYS para el gas de Mariann Battery, cuyo proceso se ha mostrado previamente en la Figura 4-1, se presenta a continuación:

**Tabla 4-3** Balance de masa y energía (HYSYS) del sistema de deshidratación propuesto para el gas del campo Mariann Battery

Nombre	Gas Mariann Battery	agua 1	Gas saturado Mariann Battery	a compresión	I	a cooler
Fracción de vapor	1.0000	-	1.0000	1.0000	0.0000	1.0000
Temperatura [F]	170.0	-	170.0	170.0	170.0	434
Presión [psi]	21.00	-	21.00	21.00	21.00	219.7
Flujo molar [lbmol/h]	13.84	2.710	16.55	16.55	0.0000	16.55
Flujo másico [lb/h]	531.6	48.82	580.4	580.4	0.0000	580.4
Flujo Gas Std. [MMSCFD]	0.1260	-	0.1507	0.1507	0.0000	0.1507
Flujo Calórico [Btu/h]	-8.381e+005	-	-1.117e+006	-1.117e+006	-	-1.043e+006
Entalpíamolar [BTU/lbmol]	-6.057e+004	-	-6.750e+004	-6.750e+004	-1.210e+005	-6.307e+004
Nombre	a scrubber	Gas combustible	III	consumo	almacena- miento	a generación
Fracción de vapor	0.5238	1.0000	0.000	1.0000	1.0000	1.0000
Temperatura [F]	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	89.91
Presión [psi]	214.7	214.7	214.7	214.7	214.7	39.70
Flujo molar [lbmol/h]	16.55	8.668	7.879	6.934	1.734	6.934
Flujo másico [lb/h]	580.4	289.4	291.0	231.5	57.88	231.5
Flujo Gas Std. [MMSCFD]	0.1507	7.894e-002	7.175e-002	6.315e-002	1.579e-002	6.315e-002
Flujo Calórico [Btu/h]	-1.253e+006	-4.578e+005	-7.948e+005	-3.663e+005	-9.157e-004	-3.663e+005
Entalpíamolar [BTU/lbmol]	-7.571e+004	-5.282e+004	-1.009e+005	-5.282e+004	-5.282e+004	-5.282e+004

Por otro lado, el gas saturado de Old Mariann contiene un 6.39% moles de agua, un valor alto para su uso en los generadores, por lo que resulta necesario deshidratarlo. El esquema propuesto pretende que el gas salga de la unidad de deshidratación con un Dew Point mínimo de 20°F por debajo de la temperatura del gas. Como resultado, se obtiene un gas (*a generación*) a 101.3 °F y 39.70 psia (ver Tabla 4-4 y Anexo 4.2).

**Tabla 4-4** Composición del gas de Old Mariann antes y después del sistema de deshidratación

Componente	Gas de entrada	Gas a generación
	Fracción Molar	Fracción Molar
Metano	0.0659	0.1711
Etano	0.0274	0.0381
Propano	0.0789	0.0746
I-butano	0.0241	0.0173
N-butano	0.0491	0.0352
I-pentano	0.0235	0.0136
N-pentano	0.0118	0.0068
N-hexano	0.0038	0.0018
N-Heptano	0.0014	0.0006
Nitrógeno	0.0303	0.0451
H <sub>2</sub> O	0.0639	0.0090
CO <sub>2</sub>	0.6198	0.5868

**Tabla 4-5** Algunas propiedades del gas antes y después del sistema de deshidratación

Propiedad	Gas de entrada	Gas a generación
	Valor	Valor
Punto de rocío HC (Gas) [°F]	0.4653	6.401
Punto de rocío Agua (Gas) [°F]	155.2	69.22
Contenido de agua (Gas) [mg/m <sup>3</sup> ]	987.2	68.60
HHV(Gas) [MMBtu/gal]	8.317e-005	9.347e-005
LHV (Gas) [MMBtu/gal]	7.536e-005	8.555e-005

Con este esquema se logra obtener como producto final un gas con 0.9% mol de agua (ver Tabla 4-4), con una reducción del contenido de agua en el gas de 6860 mg/m<sup>3</sup> y un LHV igual a 8.555 e-005 MMBTU/gal ( 639.95BTU/ft<sup>3</sup>) como lo indica la Tabla 4-5. El gas sale con un punto de rocío del agua y del hidrocarburo, 38°F y 90°F aproximadamente por debajo de la

temperatura del gas, respectivamente (ver Figura 4-2). Además, de los 368 MSCFD de gas de entrada, 258.5 MSCFD (70.24%) quedan disponibles para generación. El balance de masa y energía obtenido en el simulador HYSYS correspondiente al proceso presentado previamente en la Figura 4-2, se encuentra a continuación:

**Tabla 4-6** Balance de masa y energía (HYSYS) del sistema de deshidratación propuesto para el gas del campo Old Mariann

Nombre	Gas Old Mariann	agua2	Gas saturado Old Mariann	a compresión	a cooler	a scrubber
Fracción de vapor	0.9824	-	1.0000	1.0000	1.0000	0.8935
Temperatura [F]	150.0	-	150.0	150.0	445.3	120.0
Presión [psi]	33.00	-	33.00	33.00	219.7	214.7
Flujo molar [lbmol/h]	40.42	0.7098	39.71	39.71	39.71	39.71
Flujo másico [lb/h]	1479	12.79	1466	1466	1466	1466
Flujo Gas Std. [MMSCFD]	0.3681	-	0.3617	0.3617		0.3617
Flujo Calórico [Btu/h]	-4.573e+006	-	-4.345e+006	-4.486e+006	-4.345e+006	-4.586e+006
Entalpía molar [BTU/lbmol]	-1.131e+005	-	-1.130e+005	-1.130e+005	-1.094e+005	-1.155e+005
Nombre	Gas combustible	II	consumo	almacenamiento	a generación	I
Fracción de vapor	1.0000	0.0000	1.000	1.0000	1.0000	0.0000
Temperatura [F]	120.0	120.0	120.0	120.0	101.3	150.0
Presión [psi]	214.7	214.7	214.7	214.7	39.70	33.00
Flujo molar [lbmol/h]	35.48	4.228	28.39	7.096	28.39	0.0000
Flujo másico [lb/h]	1390	76.43	1112	278.0	1112	0.0000
Flujo Gas Std. [MMSCFD]	0.3232	3.850e-002	0.2585	6.463e-002	0.2585	
Flujo Calórico [Btu/h]	-4.070e+006	-5.158e+005	-3.256e+006	-8.140e+005	-3.256e+006	0.0000
Entalpía molar [BTU/lbmol]	-1.147e+0005	-1.220e+005	-1.147e+005	-1.147e+005	-1.147e+005	-1.214e+005

### 4.3 Descripción de la propuesta 2

El sistema correspondiente a la mezcla de las corrientes de gas, en la cual se decide llevar la corriente de gas Old Mariann hacia la estación Mariann Battery es descartado ya que a pesar de ser éste el gas que se encuentra en mayor cantidad, al tratarse de un gas pobre con un LHV igual a  $563.73 \text{ BTU/ft}^3$ , durante su transporte hacia la estación Mariann Battery disminuiría su temperatura, con lo cual se condensarían hidrocarburos y disminuye el poder calorífico de dicho gas.

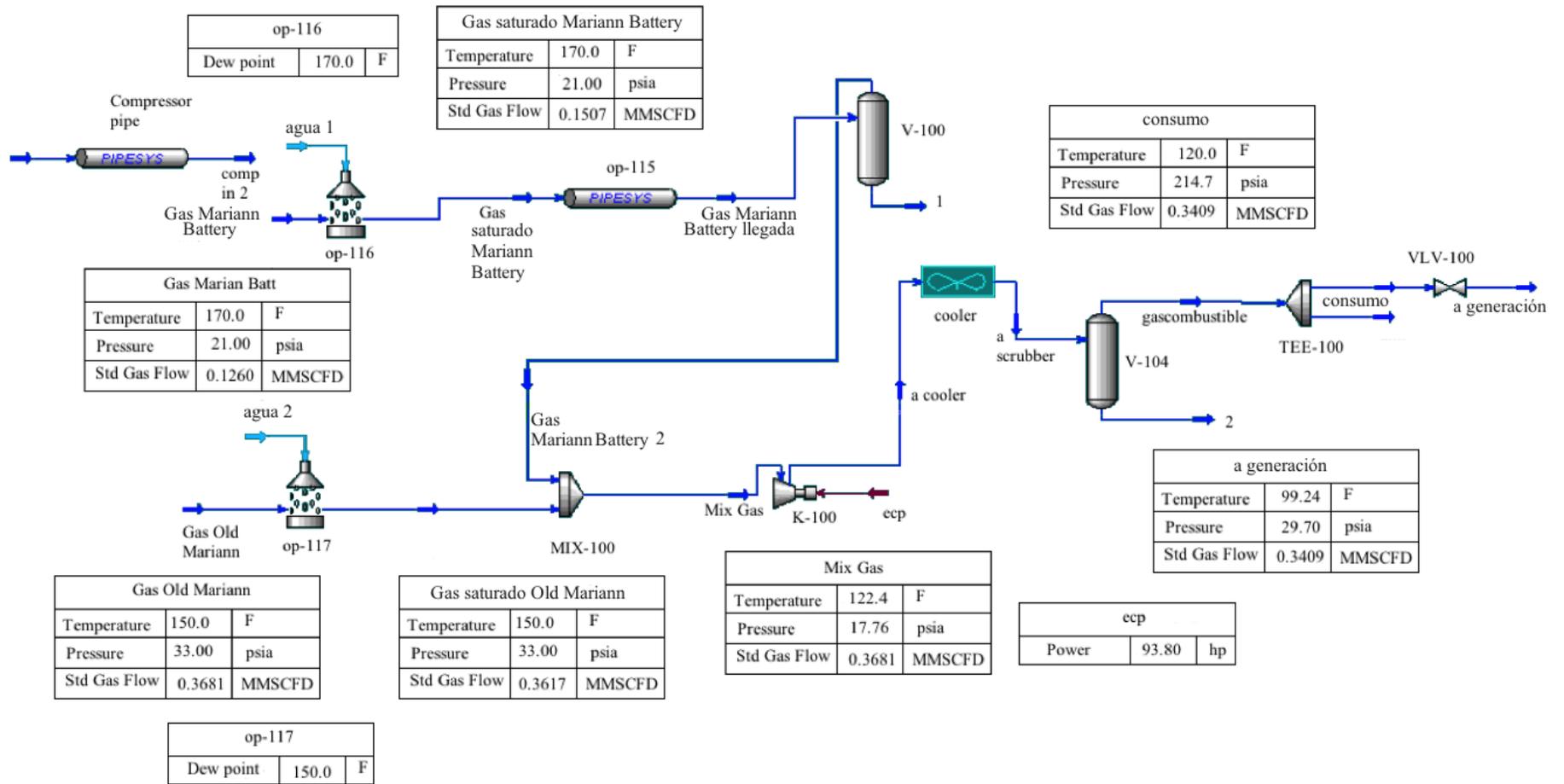
El sistema propuesto corresponde al envío del gas de Mariann Battery hacia la estación Old Mariann y su posterior mezcla con el gas procedente de esta última. Con ello, se pretende que al transportar el gas rico y de menor cantidad se pierdan menos líquidos y el poder calorífico del gas no disminuya demasiado.

Consta de:

- 1 scrubber
- 1 separador/filtro coalescente
- 1 aerofriador
- 1 mezclador
- 1 compresor
- 1 tanque de surgencia, pulmón

Debido a que las condiciones de temperatura y presión durante el análisis cromatográfico son algo distintas a las condiciones reales de operación en el campo, los resultados concernientes a la cantidad de agua presente en el gas de muestra no corresponden a las condiciones reales, en donde tanto el líquido como el gas se encuentran en estado de equilibrio y por ende, la corriente de gas se encuentra saturada. De allí que para la simulación del proceso, resulta necesario primero saturar las corrientes del gas en la entrada.

El diagrama correspondiente a este sistema propuesto se presenta a continuación:



**Figura 4-3** Diagrama de la propuesta 2: Sistema de deshidratación del gas asociado para uso en moto-generadores instalados en Old Mariann

La corriente de gas Mariann Battery a 170°F y 21 psi es saturada y luego enviada a un gasoducto (op-115) de unos 8 km de longitud que transportará dicho gas hacia el campo Old Mariann. El gas Mariann Battery de llegada ingresa al filtro (V-100) en donde se condensan líquidos (I) con lo cual, la corriente de gas Mariann Battery entra al mezclador (MIX-100) junto con la corriente saturada de Old Mariann (a 150°F y 33 psi) para formar la nueva corriente Mix-Gas. Esta nueva corriente se comprime (K-100) y se le reduce su temperatura mediante un aroenfriador (cooler) para poder ingresar al scrubber. Una vez allí, se termina de separar la mayor cantidad posible de agua del gas, con lo cual la corriente de gas se dirige hacia el pulmón o tanque de surgencia, empleado para almacenar el gas y suministrar, como pulmón al generador.

El volumen del gas obtenido para generación luego de mezclar los gases provenientes de los campos Old Mariann y Mariann 4A Battery es de 341 MSCFD aproximadamente y un poder calórico igual a 923.84 BTU/ft<sup>3</sup>. A partir de estos valores se puede estimar la potencia que se podría generar en un día:

$$Potencia = \frac{V * Q_v}{t} [kW]$$

**Tabla 4-7** Estimación de la potencia diaria

Volumen [ft <sup>3</sup> ]	Poder calórico [BTU/ft <sup>3</sup> ]	Tiempo [h]	Potencia [BTU/h]	Potencia [kW]
341 000	923.84	24	13 126 226.7	3 846.9

#### 4.3.1 Evaluación de la propuesta 2

El gas saturado de Mariann Battery y el de Old Mariann, de acuerdo a los datos de la simulación, contienen 6.39% y 14.66% moles de agua respectivamente (ver Tabla 4-8), valores muy altos, por lo que resulta necesario deshidratar el gas de mezcla. El esquema propuesto pretende que el gas salga de la unidad de deshidratación con un punto de rocío mínimo de 20°F por debajo de la temperatura del gas. Como resultado, se obtiene un gas (*a generación*) a 99.24 °F y 29.70 psia (ver Figura 4-3 y Anexo 4.2).

**Tabla 4-8** Composición del gas de mezcla antes y después del sistema de deshidratación

Componente	Gas Old Mariann	Gas Mariann Batt	MixGas	Gas a generación
	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar
Metano	0.065860	0.239206	0.183651	0.200478
Etano	0.027450	0.078845	0.047743	0.052117
Propano	0.078945	0.194901	0.104152	0.113694
I-butano	0.024148	0.021587	0.017735	0.019360
N-butano	0.049089	0.074116	0.043827	0.047842
I-pentano	0.023467	0.028166	0.016368	0.017868
N-pentano	0.011833	0.034539	0.012998	0.014189
N-hexano	0.003768	0.043997	0.009362	0.010220
N-Heptano	0.001369	0.027961	0.003324	0.003629
Nitrógeno	0.030320	0.034334	0.040641	0.044364
H <sub>2</sub> O	0.063912	0.146587	0.091869	0.008843
CO <sub>2</sub>	0.619839	0.075761	0.428330	0.467395

**Tabla 4-9** Algunas propiedades del gas para generación de la propuesta 2

Propiedad	Unidad	Gas a generación
		Valor
Punto de rocío HC (Gas)	[°F]	36.28
Punto de rocío Agua (Gas)	[°F]	60.71
Contenido de agua (Gas)	[mg/m <sup>3</sup> ]	67.25
HHV(Gas)	[MMBtu/gal]	1.347e-004
LHV (Gas)	[MMBtu/gal]	1.235e-004

El balance de masa y energía obtenido en el simulador HYSYS se presenta a continuación:

**Tabla 4-10** Balance de masa y energía (HYSYS) del sistema de deshidratación propuesto para el gas del campo Old Mariann

Nombre	Gas Mariann Battery	Gas saturado Mariann Battery	Gas Old Mariann	Gas saturado Old Mariann	Mix Gas	a cooler	a scrubber	gas combustible	2	consumo
Fracción de vapor	1.0000	1.0000	0.9824	1.0000	1.0000	1.0000	0.9161	1.0000	1.0000	1.0000
Temperatura [F]	170.0	170.0	150.0	150.0	122.4	465.3	120.0	120.0	120.0	120.0
Presión [psi]	21.00	21.00	33.0	33.0	17.76	219.7	214.7	214.7	214.7	214.7
Flujo molar [lbmol/h]	13.84	16.55	40.42	39.71	51.08	51.08	51.08	46.79	4.287	37.43
Flujo másico [lb/h]	531.6	580.4	1479	1466	1913	1913	1913	1836	77.45	1469
Flujo Calórico [BTU/h]	-8.381e+005	-1.117e+006	-4.573e+006	-4.486e+006	-5.111e+006	-4.873e+006	-5.205e+006	-4.682e+006	-5.230e+005	-3.746e+006
Entalpía molar [BTU/lbmol]	-6.057e+004	-6.750e+004	-1.131e+005	-1.130e+005	-1.001e+005	-9.540e+004	-1.019e+005	-1.001e+005	-1.220e+005	-1.001e+005
Nombre	comp in	comp in 2	agua 1	agua 2	ecp	1	Gas Mariann Battery	Gas Mariann Battery llegada	almacenamiento	a generación
Fracción de vapor	1.0000	1.0000	-	-	-	0.0000	1.0000	0.6869	1.0000	1.0000
Temperatura [F]	328.6	321.7	-	-	-	58.96	58.96	58.96	120.0	99.24
Presión [psi]	219.7	219.6	-	-	-	17.76	17.76	17.76	214.7	29.70
Flujo molar [lbmol/h]	54.90	54.90	2.710	-0.7098	-	5.180	11.37	16.55	9.358	37.43
Flujo másico [lb/h]	1406	1406	48.82	-0.8773	-	133.5	446.9	580.4	367.1	1469
Flujo Calórico [BTU/h]	-2.160e+006	-2.165e+006	-	-	2.387e+005	-6.152e+005	-6.249e+005	-1.240e+006	-9.365e+005	-3.746e+006
Entalpía molar [BTU/lbmol]	-3.935e+004	-3.944e+004	-	-	-	-1.188e+005	-5.498e+004	-7.495e+004	-1.001e+005	-1.001e+005

Con este esquema, se logra obtener como producto final un gas con 0.88% moles de agua (ver Tabla 4-8), el contenido de agua en el gas igual a  $67.25 \text{ mg/m}^3$ , un LHV igual a  $1.235 \times 10^{-4}$  MMBTU/gal ( $923.84 \text{ BTU/ft}^3$ ) y un punto de rocío del agua y del hidrocarburo,  $38^\circ\text{F}$  y  $60^\circ\text{F}$  aproximadamente por debajo de la temperatura del gas, respectivamente (ver Tabla 4-9). Por último, de los casi 468 MSCFD de gas de mezcla, 341 MSCFD son para generación.

#### **4.4 Análisis técnico de los sistemas propuestos**

Se recomienda que el gas destinado a generación debe estar a por debajo de los  $110^\circ\text{F}$  para evitar la formación de hidratos, condensación de líquidos hidrocarburos que obstaculicen las tuberías y válvulas del generador. Como resultado, tanto el gas de generación de Mariann Battery como el de Old Mariann se encuentran por debajo de este límite. Con el sistema propuesto en el primer escenario, el gas para generación de Mariann Battery logra la mayor reducción del contenido de agua en el gas, factor imprescindible para su utilización en el generador. Sin embargo, al aplicar el tratamiento de deshidratación del gas por separado, se puede ver que la cantidad de gas disponible para generación en Mariann Battery que se obtiene es baja. El sistema de deshidratación aplicado al gas de Old Mariann únicamente logra reducir un 16% de la cantidad de agua en el mismo. Además, la cantidad de gas disponible por separado, o no es suficiente o queda al límite para la operación total de los motores mencionados en la sección 3.5. El sistema de deshidratación aplicado a la mezcla de los gases de Old Mariann y Mariann Battery logra generar un gas con una temperatura por debajo del límite ( $110^\circ\text{F}$ ) recomendado. Además, al mezclar los gases se logra obtener una mayor cantidad de gas disponible para generación que por separado, suficiente como para ser utilizado en los motores discutidos previamente en la sección 3.5.

También se ha calculado el WKI del gas de cada estación (Ver Anexo 3). En el gas de Old Mariann el WKI es alto pero el contenido calórico, LHV, es muy bajo. Por el contrario, en el gas de Mariann Battery, el contenido calórico es alto (1738) pero su WKI es de 17. La mezcla de los dos gases forma un combustible que puede ser quemado sin problemas en los motores Waukesha. Sin embargo, es necesario recalcar que variaciones de flujo en cualquiera de las dos estaciones van a provocar cambios drásticos en la composición de la mezcla. Esto implica que se deba mantener un control cromatográfico permanente sobre la mezcla, para determinar que está en condiciones de ser utilizada como combustible.

## 5 Análisis económico para la implementación del sistema

En la industria de explotación de petróleo, el suministro de energía juega un papel fundamental, especialmente en aquellos campos en los cuales la recuperación secundaria, que implica la instalación de bombas electro-sumergibles, ha sido establecida como la única opción viable para extraer el fluido desde el subsuelo. La producción de energía, a través de plantas de generación para el autoconsumo, tiene como principal componente en su costo de producción, el valor del combustible, llegando en la mayoría de los casos a representar hasta el 90 por ciento del valor total.

Por lo aquí expuesto, el presente análisis se enfoca en la reducción del consumo de diesel, mediante la utilización del gas asociado, como estrategia para la reducción de los costos de producción de energía en los campos Mariann 4A y Old Mariann. Se ha fijado un horizonte de cuatro años en razón de que a partir del año 2016, se evalúan opciones de compra de energía proveniente de sistemas interconectados que estarán disponibles en la zona. El análisis considera dos escenarios, el primero analiza el aprovechamiento del gas en forma separada en cada estación, es decir instalando nuevas facilidades en cada estación, en tanto que el segundo escenario involucra el transporte de gas desde Mariann 4A hacia Old Mariann y la instalación de facilidades solo en esta última estación.

### 5.1 Primer escenario - Aprovechamiento de gas en forma separada

Esta alternativa asume que es posible instalar un equipo de generación de 1000 kW en cada estación, teniendo en cuenta que 1 MM gal diesel equivale a 3.5 MM USD.

**Tabla 5-1** Proyección de consumos y costos del diesel en las estaciones Old Mariann y Mariann 4A para el periodo 2012-2015

DESCRIPCION	Unidades	MARIANN 4A-SIN APROVECHAMIENTO DE GAS				
		2012	2013	2014	2015	TOTAL
Diesel	MM gal	1.05	1.4	1.39	1.38	5.22
Costo	MM USD	3.68	5.15	5.36	5.59	19.77
		OLD MARIANN-SIN APROVECHAMIENTO DE GAS				
		2012	2013	2014	2015	TOTAL
Diesel	MM gal	1.74	1.73	1.69	1.66	6.82
Costo	MM USD	6.09	6.36	6.52	6.73	25.69

La tabla anterior muestra los consumos anuales de diesel y los costos asociados, en las condiciones actuales, esto es sin ningún aprovechamiento del gas asociado. Los cálculos se basan en estadísticas de consumo y su correlación con la demanda de energía, lo cual ha permitido establecer rendimientos de 11.2 kWh por galón para Mariann 4A y 9.95 kWh por galón para Old Mariann. Para efectos de estimación se ha incluido un incremento en el galón de diesel igual a la inflación anual estimada en 5%.

**Tabla 5-2** Proyección de costos de operación en las estaciones Old Mariann y Mariann 4A con aprovechamiento de gas para el periodo 2012-2015

DESCRIPCION	Unidades	MARIANN 4A-CON APROVECHAMIENTO DE GAS				
		2012	2013	2014	2015	TOTAL
Diesel	MM gal	1.05	0.62	0.61	0.6	2.88
Costo	MM USD	3.68	2.28	2.35	2.43	10.74
		OLD MARIANN-CON APROVECHAMIENTO DE GAS				
		2012	2013	2014	2015	TOTAL
Diesel	MM gal	1.74	0.85	0.82	0.72	4.13
Costo	MM USD	6.09	3.12	3.16	2.92	15.3

Esta tabla nos muestra los consumos anuales y costos asociados, si se implementa el aprovechamiento de gas en forma separada, es decir instalando generadores que quemen el gas asociado tanto en Mariann 4A como en Old Mariann. Es importante anotar que los beneficios se presentan a partir del año 2013, esto por cuanto durante el primer año se ejecutarán las facilidades que el proyecto requiere.

Como se observa en la Tabla 5-1 para un periodo de 4 años, se espera que el consumo de diesel sea de 5.22 millones de galones para el campo Mariann 4A Battery, lo que arrojaría un costo total de 19.77 millones de dólares en generación de energía eléctrica solo por concepto de combustible diesel. Por otro lado, el consumo de diesel estimado para un periodo de 4 años en el campo Old Mariann es de 6.82 millones de galones, lo cual equivaldría a un costo de 25.69 millones de dólares por concepto del combustible diesel.

Por lo tanto, se concluye que en el campo Mariann (Mariann 4A y Old Mariann) se consumirían en los próximos cuatro años, 12.04 millones de galones de diesel con un costo de 45.47 millones de dólares.

La Tabla 5-2 nos presenta un escenario, en el cual se considera el aprovechamiento de gas para generación de energía eléctrica en forma separada (1000 kW a gas en cada estación), es decir instalando generadores a gas, los mismos que se complementarían con los equipos existentes tanto en Marian 4A como en Old Mariann. Se puede ver que para el caso de Mariann 4A Battery, el consumo de diesel se reduciría a 2.88 millones de galones y el costo total a 10.74 millones de dólares. Para el caso de Old Mariann, el consumo de diesel se reduciría a 4.13 millones de galones y el costo del combustible para la generación de energía eléctrica se reduciría a 15.30 millones de dólares. Con esta opción se tendría un volumen estimado de consumo total de diesel, de 7.01 millones de galones con un costo de 26.03 millones de dólares, los cuales comparados con el escenario de no aprovechamiento de gas representa un ahorro de 5.03 millones de galones de diesel cuyo costo es de 19.42 millones de dólares en valores brutos, a lo cual habrá que descontar el monto de inversiones que para este escenario, son del orden de 6.17 millones de dólares (Tablas 5-3 y 5-4), arrojando por lo tanto un ahorro neto de 13.25 millones de dólares.

**Tabla 5-3** Costos de inversión y operación en miles de dólares para la estación Mariann 4A

Descripción	Unidades	MARIANN 4A				TOTAL
		2012	2013	2014	2015	
Motogeneradores	MM USD	0.500	0.200	0.210	0.221	1.131
Compresor/Cooler	MM USD	0.300	0.080	0.084	0.088	0.552
Scrubber	MM USD	0.040	0.010	0.011	0.011	0.072
Separador Filtro Coalescente	MM USD	0.050	0.015	0.016	0.017	0.097
Sistema Almacenamiento	MM USD	0.200	0.010	0.011	0.011	0.232
Ingeniería y Construcción de Facilidades	MM USD	0.200	0.800			1.000
<b>TOTAL</b>						<b>3.083</b>

**Tabla 5-4** Costos de inversión y operación en miles de dólares para la estación Old Mariann

Descripción	Unidades	OLD MARIANN				
		2012	2013	2014	2015	TOTAL
Motogeneradores	MM USD	0.500	0.200	0.210	0.221	1.131
Compresor/Cooler	MM USD	0.300	0.080	0.084	0.088	0.552
Scrubber	MM USD	0.040	0.010	0.011	0.011	0.072
Separador Filtro Coalescente	MM USD	0.050	0.015	0.016	0.017	0.097
Sistema Almacenamiento	MM USD	0.200	0.010	0.011	0.011	0.232
Ingeniería y Construcción de Facilidades	MM USD	0.200	0.800			1.000
<b>TOTAL</b>						<b>3.083</b>

Las inversiones son similares en las dos locaciones, en razón de que para este escenario los sistemas a implementarse no implican mayor tratamiento del gas. La mayor parte de la inversión se realiza en el año 2012, no obstante, una parte de ella se realizará durante el año 2013, en tanto que los años 2014 y 2015 consideran costos de operación y mantenimiento únicamente.

## 5.2 Segundo escenario – Transporte de gas desde Mariann 4A hacia Old Mariann

Las consideraciones para esta alternativa son entre otras, el mejor aprovechamiento del gas producto de la mezcla de un gas de mejor calidad con otro cuyo alto contenido de CO<sub>2</sub> se ve netamente beneficiado, lo cual arroja mejores rendimientos en los moto-generadores.

Se estima que será posible obtener alrededor de 3000kW (según estimaciones del fabricante de los motores) con mejores condiciones de confiabilidad y disponibilidad.

**Tabla 5-5** Proyección de consumo y costos de combustible en las estaciones Old Mariann y Mariann 4A

DESCRIPCION	Unidades	MARIANN 4A-CON TRANSPORTE Y APROVECHAMIENTO DE GAS				
		2012	2013	2014	2015	TOTAL
Diesel	MM gal	1.05	0	0	0	1.05
Costo	MM USD	3.68	0	0	0	3.68
		OLD MARIANN-CON TRANSPORTE Y APROVECHAMIENTO DE GAS				
		2012	2013	2014	2015	TOTAL
Diesel	MM gal	1.74	0.5	0.47	0.42	3.13
Costo	MM USD	6.09	1.84	1.81	1.7	11.44

Esta tabla nos muestra los consumos anuales y costos asociados, si se transporta el gas desde Mariann 4A hacia Old Mariann con el objeto de enriquecer el gas de esta ultima locación y obtener un mayor número de kW de energía (3000kW). Los costos de inversión y operación en el periodo de cuatro años se presenta en la tabla siguiente:

**Tabla 5-6** Costos de inversión y Operación para el escenario de transporte de gas desde Mariann 4A hacia Old Mariann.

ESCENARIO - TRANSPORTE DE GAS A OLD MARIANN						
Descripción	Unidades	MARIANN 4A				TOTAL
		2012	2013	2014	2015	
Ingeniería y Construcción de Facilidades	MM USD	0.500	1.200			1.700
<b>TOTAL</b>						<b>1.700</b>

ESCENARIO - TRANSPORTE DE GAS A OLD MARIANN						
Descripción	Unidades	OLD MARIANN				TOTAL
		2012	2013	2014	2015	
Motogeneradores	MM USD	1.500	0.600	0.630	0.662	3.392
Compresor/Cooler	MM USD	0.300	0.080	0.084	0.088	0.552
Scrubber	MM USD	0.040	0.010	0.011	0.011	0.072
Separador Filtro Coalescente	MM USD	0.050	0.015	0.016	0.017	0.098
Sistema Almacenamiento	MM USD	0.400	0.040	0.042	0.044	0.526
Ingeniería y Construcción de Facilidades	MM USD	0.500	1.200			1.700
<b>TOTAL</b>						<b>6.340</b>

Las Tablas 5-5 y 5-6 nos presenta un escenario, en el cual se considera el aprovechamiento de gas para generación de energía transportando el gas disponible en Mariann 4A hacia Old Mariann. Se puede ver que para el caso de Mariann 4A Battery, el consumo de diesel se reduciría a 1.05 millones de galones y el costo total a 3.68 millones de dólares. Para el caso de Old Mariann, el consumo de diesel se reduciría a 3.13 millones de galones y el costo por concepto de combustible para la generación de energía eléctrica se reduciría a 11.44 millones de dólares. Con esta opción se tendría un volumen estimado de consumo total de diesel de 4.18 millones de galones con un costo de 15.12 millones de dólares, los cuales comparados con la condición actual representan un ahorro de 7.86 millones de galones de diesel que

representan 30.34 millones de dólares en valores brutos, a lo cual habrá que descontar el monto de inversiones que para este escenario, son del orden de 8.04 millones de dólares (Tabla 5-6), arrojando por lo tanto un ahorro neto de 22.3 millones de dólares .

**Tabla 5-7** Resumen comparativo de consumos de combustible y sus costos para un periodo de cuatro años

DESCRIPCION	Unidades	MARIANN 4A		
		ACTUAL	OPCION 1	OPCION 2
Diesel	MM gal	5.22	2.88	1.05
Costo	MM USD	19.77	10.74	3.68
		OLD MARIANN		
		ACTUAL	OPCION 1	OPCION 2
Diesel	MM gal	6.82	4.13	3.13
Costo	MM USD	25.69	15.3	11.44

**Tabla 5-8** Resumen comparativo de montos de inversión y costos operativos para las alternativas evaluadas

DESCRIPCION	Unidades	MARIANN 4A		
		ACTUAL	OPCION 1	OPCION 2
Costos de Inversión	MM USD	0	2.09	1.7
Costos de Operación	MM USD	1.32	0.99	0
		OLD MARIANN		
		ACTUAL	OPCION 1	OPCION 2
Costos de Inversión	MM USD	0	2.09	3.99
Costos de Operación	MM USD	1.32	0.99	2.35

## 6 Conclusiones y recomendaciones

En esta tesis se busca diseñar un proceso para el acondicionamiento del gas asociado y su posterior uso en la generación de energía eléctrica para el autoconsumo en los campos de explotación Old Mariann y Mariann Battery. Es importante tener en cuenta que una de las dificultades a la hora de diseñar este tipo de procesos, en especial relacionados al gas natural, tiene que ver con la inestabilidad que el gas asociado presenta en su volumen, composición y poder calórico. Esto quiere decir, que las cantidades de gas asociado son muy variables y no son directamente proporcionales a los barriles de petróleo con los que llegan.

Para el diseño se ha pensado en la evaluación de distintas especificaciones tecnológicas. Se descartan tecnologías como la de turbinas debido a los bajos niveles de disponibilidad de gas, la mala calidad del gas asociado y los altos costos de inversión para el tratamiento del gas. Por razones similares, tampoco se ha considerado el aprovechamiento del gas para la generación de vapor a través de calderos y su posterior conversión en energía eléctrica mediante el uso de turbinas de vapor puesto que involucran altas inversiones en el tratamiento del agua que sería luego convertida en vapor. Sí se considera la implementación de generadores a gas debido a que estos tienen menos restricciones en cuanto a la especificación y calidad del gas. Debido a ello, en ambas propuestas se plantea la deshidratación del gas mediante la implementación de filtros coalescentes, compresor y un scrubber y se estudian dos propuestas para la utilización del gas asociado.

La propuesta 1 presenta un escenario en el cual se considera el aprovechamiento de gas para generación de energía eléctrica en forma separada, es decir instalando generadores tanto en Marian 4A Battery como en Old Mariann.

El sistema correspondiente a la implementación de una unidad deshidratadora para tratar únicamente el gas de la estación Mariann Battery presenta un gas final con una reducción del contenido de agua a  $47.93 \text{ mg/m}^3$  y un LHV igual a  $1441.496 \text{ BTU/ft}^3$ . El gas sale con un punto de rocío del agua y de hidrocarburos,  $30^\circ\text{F}$  y  $50^\circ\text{F}$  aproximadamente por debajo de la temperatura del gas, respectivamente. Sin embargo, de los 126 MSCFD de gas de entrada, apenas 63MSCFD están disponibles para generación.

El sistema correspondiente a la implementación de una unidad deshidratadora para tratar únicamente el gas de la estación Old Mariann presenta un gas final un gas con una reducción

del contenido de agua a  $68.60 \text{ mg/m}^3$  y un LHV igual a  $639.95 \text{ BTU/ft}^3$ . El gas sale con un punto de rocío del agua y del hidrocarburo,  $38^\circ\text{F}$  y  $90^\circ\text{F}$  aproximadamente por debajo de la temperatura del gas, respectivamente. De los 368 MSCFD de gas de entrada, 258.5 6 MSCFD estarían disponibles para generación.

El sistema correspondiente a la mezcla de las corrientes de gas, en la cual se decide llevar la corriente de gas Old Mariann hacia la estación Mariann Battery es descartado ya que a pesar de ser éste el gas que se encuentra en mayor cantidad, al tratarse de un gas pobre con un LHV igual a  $563.73 \text{ BTU/ft}^3$ , durante su transporte hacia la estación Mariann Battery disminuiría su temperatura, con lo cual se condensarían hidrocarburos y disminuye el poder calorífico de dicho gas.

El sistema propuesto correspondiente a la mezcla de las corrientes de gas, en la cual se decide llevar la corriente de Mariann Battery hacia la estación de Old Mariann (propuesta 2) presenta un gas combustible con 0.88% moles de agua, el contenido de agua en el gas igual a  $67.25 \text{ mg/m}^3$ , un LHV igual a  $923.84 \text{ BTU/ft}^3$  y un punto de rocío del agua y de los hidrocarburos,  $38^\circ\text{F}$  y  $60^\circ\text{F}$  aproximadamente por debajo de la temperatura del gas, respectivamente. La cantidad de gas disponible para generación es de 341MSCFD aproximadamente.

Por otro lado, desde el punto de vista económico, la propuesta 1 que considera el aprovechamiento de gas para generación de energía eléctrica en forma separada, presenta un volumen estimado de consumo total de diesel, de 7.01 millones de galones con un costo de 26.03 millones de dólares, los cuales comparados con el escenario de no aprovechamiento de gas representa un ahorro de 5.03 millones de galones de diesel cuyo costo es de 19.42 millones de dólares en valores brutos. Si a dicho valor se le descuenta el monto de inversiones que para este escenario, es del orden de 6.17 millones de dólares, el ahorro neto es de 13.25 millones de dólares.

La propuesta 2 que considera el aprovechamiento de gas para generación de energía transportando el gas disponible en Mariann 4A hacia Old Mariann, presenta un consumo total estimado de diesel de 4.18 millones de galones con un costo de 15.12 millones de dólares, los cuales comparados con la condición actual representan un ahorro de 7.86 millones de galones de diesel que representan 30.34 millones de dólares en valores brutos. Si a dicho valor se le

descuenta el monto de inversiones que para este escenario, es del orden de 8.04 millones de dólares, el ahorro neto es de 22.03 millones de dólares .

Para ambos escenarios, los costos de inversión y operación se realizan en un periodo de cuatro años. La mayor parte de la inversión se realiza en el año 2012, no obstante, una parte de ella se realizará durante el año 2013, en tanto que los años 2014 y 2015 consideran costos de operación y mantenimiento únicamente.

Por lo anterior expuesto, se puede concluir que el escenario 2 ofrece un mejor aprovechamiento del gas producto de la mezcla de un gas de mejor calidad con otro cuyo alto contenido de CO<sub>2</sub>. Esto arroja mejores rendimientos en los moto-generadores. Además, desde el punto de vista económico, esta propuesta presenta mejores ahorros económicos.

De llevarse a cabo, se recomienda mantener un control cromatográfico permanente sobre la mezcla ya que variaciones de flujo en cualquiera de las dos estaciones pueden provocar cambios drásticos en la composición de la mezcla.

## 7 Bibliografía

1. "Greenhouse gases, climate change and energy." *U.S. Energy Information Administration. Independent Statistics & Analysis*. Noviembre, 2003. Web. 24 Agosto 2012.
2. U.S. Energy Information Administration Independent Statistics & Analysis. 12 julio 2012.
3. **Petroindustrial**. *Proyectos de captación de gas asociado en el Ecuador*. Banco Mundial. 31 agosto 2011.
4. "Gas Natural". *Innergy Soluciones Energéticas*. 30 septiembre 2011.
5. **Prieto, Washington, Ing.** "Diagnóstico de la producción de gas asociado en el Ecuador: Análisis, producción consumo y quema." *Dirección Regional de Hidrocarburos Amazónica*. 26 septiembre 2011.
6. "Ecuador Analysis." *U.S. Energy Information Administration. Independent Statistics & Analysis*. 26 Octubre, 2012. Web. 25 septiembre 2012.
7. "Mapa de bloques petroleros de Ecuador". *Secretaría de Hidrocarburos*. 13 julio 2012.
8. "Operaciones". *Andes Petroleum Ecuador Ltd*. 13 julio 2012.
9. **Bustillos, Fernando**. *Análisis y selección de la mejor técnica de cañoneo para el Bloque Tarapoa*. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Tesis. Quito, 2008.
10. **Borrás, E.** *El Gas Natural Características, distribución y aplicaciones industriales*. Barcelona : Editores Tecnicos Asociados , 1987.
11. **Mokhatab, S., Poe, W.A. y Speight, J.** *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. USA : Elsevier,Inc., 2006.
12. **Figuerola, Emilio**. *El comportamiento económico del mercado del petróleo*. España: Díaz de Santos. 2006.
13. **Fan Li, Harris BW, Jamaluddin A., Kamath J.** *Revisión de los yacimientos de gas condensado*. Oilfield Review 17, no 4, 2006. p. 16-29.
14. **Morales G.V., Tirado G.M., Cabrera D.E. y Mercado L.** *Simulación del proceso de endulzamiento del gas natural*. Información Tecnológica-Vol.16 N°6. 2005, págs.: 33-36.

15. **Elsenbruch, T.** *Stop Flaring and Venting-Utilization of Associated Petroleum Gas with Gas Engines.* GE Power & Water Jenbacher, Marketing. 2nd M2M Partnership Expo. Marzo, 2010.
16. "Análisis de gases de combustión en la Industria". Guía práctica para Medir Emisiones y Procesos. *Testo AG.* 2004. Web. 20 octubre 2012.
17. **Paris, Magdalena.** *Fundamentos de ingeniería de yacimientos.* Ediciones Astro Data, 2009.
18. "Natural Gas and Environment." *Natural Gas 1998. Issues and Trends. U.S. Energy Information Administration. Independent Statistics & Analysis.* Abril 1999. Págs.:49-71.
19. **Rosales Quintero, Arnulfo.** *Modelo dinámico de una columna de destilación reactiva para la hidrodesulfuración de gasóleo ligero.* Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas. Tesis. México D.F., Marzo 2004.
20. **Peng, D.Y. y Robinson, D.B.** *A New Two-Constant Equation of State.* *Ind. Eng. Chem. Fundam.*, 15, p. 59-64.
21. **Speight, James.** *Natural Gas. A Basic Handbook.* University of Trinidad & Tobago. Gulf Publishing Company.
22. **Banzer, C.S.** *Correlaciones numéricas P.V.T.* Instituto de Investigaciones Petroleras. Universidad del Zulia. Maracaibo, Enero, 1996.
23. **Elsharkawi, Adel M y Elkamel, Ali.** *The Accuracy of Predicting Compressibility Factor for Sour Natural Gases.* College of Engineering and Petroleum Kuwait University. *Petroleum Science and Technology.* 19(5&6), 2001. p. 711-731.
24. **Leyva Marin Javier.** *Planta de obtención de bioetanol, estudio técnico-económico y estudio de impacto ambiental.* Capítulo 3: Proceso de obtención de bioetanol. Universitat Politècnica de Catalunya. p.44-45.
25. **Albella, J.M., Cintas, A.M., Miranda, T y Serratosa, J.M.** *Introducción a la ciencia de materiales.* Capítulo 15. C.S.I.C. 1993.
26. **Skoog, Douglas A., Crouch, Stanley A. y Holler, F. James.** *Principios de Análisis Instrumental.* México: Cengage Learning, 2008.
27. "PerkinElmer Clarus 500: Gas Chromatograph." *Catalogue. PerkinElmer Life and Analytical Sciences.* USA. 2006.

28. **Tecnologías de cogeneración.** Sener. Comision Nacional para el uso eficiente de la energía. Mexico, D.F., 2010.
29. **Rolle, Kurt C.** *Termodinamica.* México : Prentice-Hall, 2006.
30. **ComAp Systems.** *Bi-Fuel (Dual Fuel) Conversion of Diesel & HFO Generation Sets.* Catalogue. 2009.
31. **Power Plants Product Catalogue.** *Power Generation: Utilization of Flare Gases.* Pg. 34. Wärtsilä Corporation. 2010.
32. **Andes Petroleum Ecuador Ltd.** *Memoria técnica descriptiva de la autogeneración de energía de la plataforma Old Mariann.* 2004.
33. **Andes Petroleum Ecuador Ltd.** *Memoria técnica descriptiva de la autogeneración de energía de la plataforma Mariann 4A Battery.* 2004.
34. **Manual, HYSYS.** v.7.0. 2010.

# **ANEXOS**

**ANEXO 1: Gráficas de Standing & Katz de correlaciones numéricas P,V,T (Factor de compresibilidad Z)**

## CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.

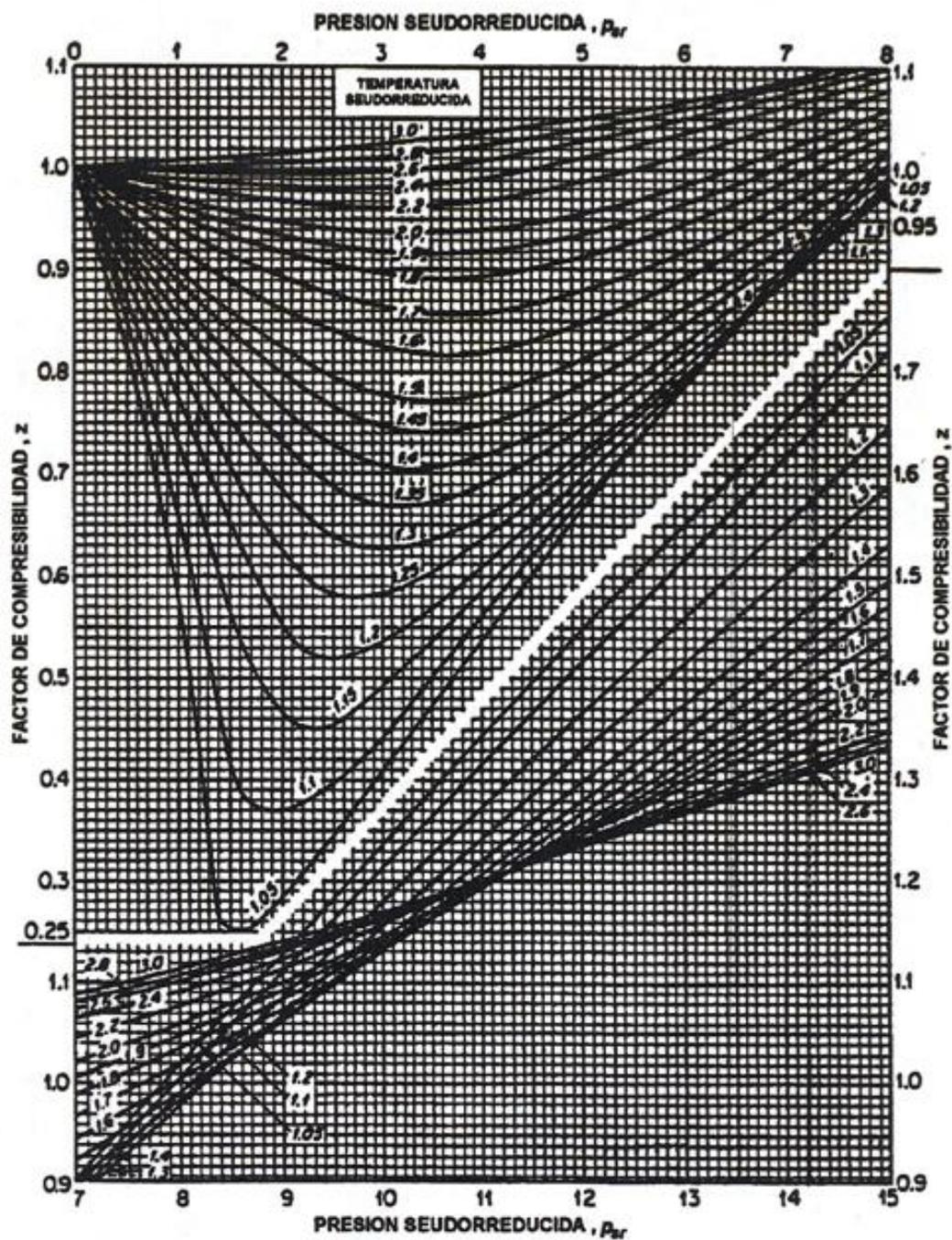


Figura A1.1 Factores de compresibilidad para gases naturales

Fuente: Carlos Bánzer S. Correlaciones numéricas P.V.T. [22]

PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS.

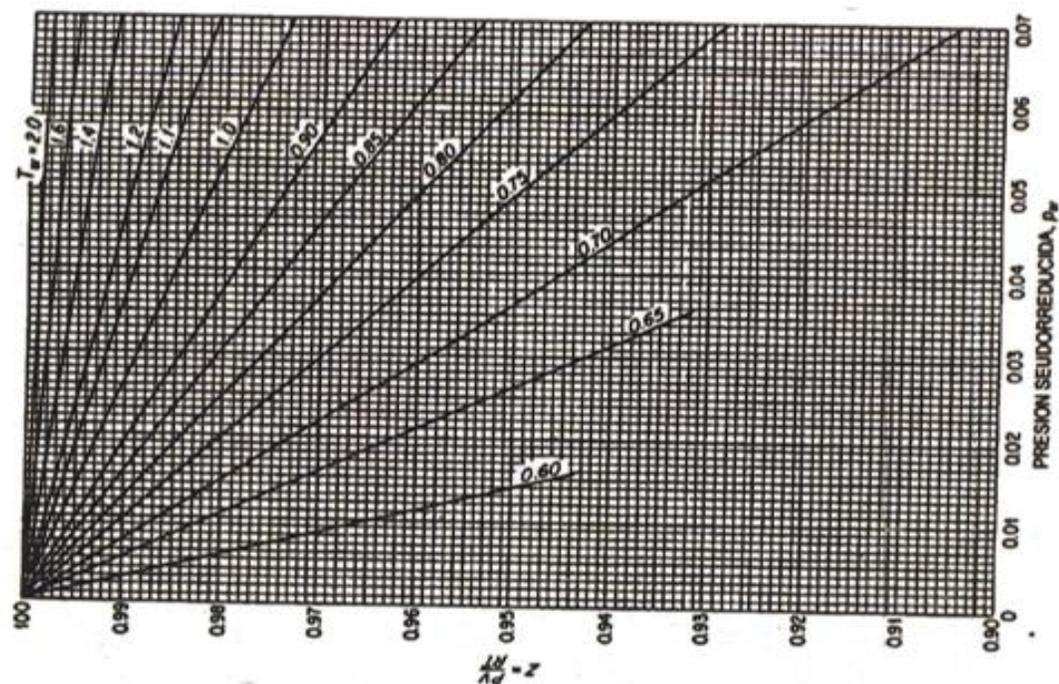


Figura A1.2 Factores de compresibilidad para gases naturales cerca de la presión atmosférica

Fuente: Carlos Bánzer S. Correlaciones numéricas P.V.T. [22]

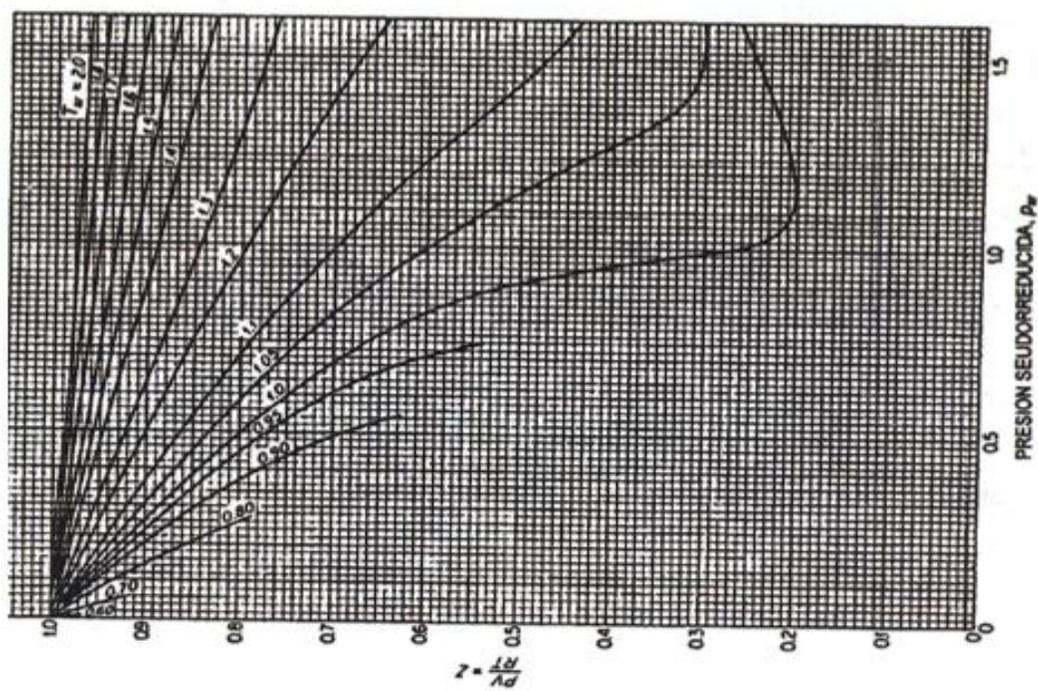


Figura A1.3 Factores de compresibilidad para gases naturales a bajas presiones seudorreducidas

Fuente: Carlos Bánzer S. Correlaciones numéricas P.V.T. [22]

## **Anexo 2: Reportes de análisis cromatográfico**

## Anexo 2.1 Reporte de análisis cromatográfico Gas Mariann Battery Laboratorio SGS


**REPORTE DE ANALISIS DE LABORATORIO / LABORATORY TEST REPORT**  
**LABORATORIO "Oil, Gas and Chemicals" / "Oil, Gas & Chemicals" LABORATORY**

REPORTE NRO. / REPORT NUMBER:	9482
Nro. Referencia / OGC Internal Operation Number:	OGC-LLAG-GAS-110210
Compañía Cliente / Company Client Name:	ANDESPETRO
Dirección / Address:	TARAPOA
Solicitado por / Required by:	ING. CARLOS FIALLOS
Orden de Compra o Ref. Nro. / Purchase order or Ref. No.:	OGC-00230246
Producto / Product Name:	FUEL GAS
Origen de la muestra / Sampling origin:	MARIAN BATTERY
Código	N/A
Cantidad de muestra / Quantity of sample:	500 ML
Fecha de Muestreo / Sampling Date:	FEBRERO 04, 2011
Lugar y fecha de recepción / Place and date of receipt:	LAGO AGRIO FEBRERO 05, 2011
Fecha inicial del ensayo / date beginning test:	FEBRERO 07, 2011
Fecha final del ensayo / day finishing test:	FEBRERO 09, 2011
Lugar y Fecha Impresión / Place and date of printing:	LAGO AGRIO FEBRERO 10, 2011

**ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GAS**

COMPOSICION DEL GAS	RESULTADOS		CONSTANTES FISICO-QUIMICAS DEL GAS	RESULTADOS
	FRACCION % MOLAR	FRACCION % PESO		
NITROGENO (N2)	12.700	11.020	GRAVEDAD DEL GAS (AIRE = 1.0)	1.171
DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	21.060	28.740	CONTENIDO LIQUIDO DEL GAS GPM (gln/mscf)	6.395
SULFURO DE HIDROGENO (H2S)	--	--	PESO MOLECULAR DEL GAS	33.918
METANO (C1)	37.230	18.470	CORRECCION WICHERT-AZIZ (* F.)	23.663
ETANO (C2)	7.260	6.750	TEMPERATURA PSEUDOCRITICA (* R)	483.531
PROPANO (C3)	10.210	13.940	TC * (* R)	459.868
I-BUTANO (I-C4)	1.940	3.500	PRESION PSEUDOCRITICA (PSIA)	781.894
N-BUTANO (N-C4)	5.570	10.020	PC* (PSIA)	743.63
I-PENTANO (I-C5)	1.890	4.210	VALOR CALORIFICO NETO (BTU/SCF)	891.485
N-PENTANO (N-C5)	1.280	2.860	VALOR CALORIFICO BRUTO SECO (BTU/SCF)	975.270
N-HEXANO (N-C6)	0.000	0.000	VALOR CALORIFICO BRUTO HUMEDO (BTU/SCF)	958.300
I-HEXANO (I-C6)	0.000	0.000	TEMPERATURA DE FLUJO (*F)	150
I-HEPTANO (N-C7)	0.000	0.000	PRESION DE FLUJO (PSIG)	37
N-OCTANO (N-C8)	0.000	0.000	CALOR ESPECIFICO a P = cte: CP (BTU/LBM*F)	0.404
N-NONANO (N-C9)	0.000	0.000	CALOR ESPECIFICO a V = cte: CP (BTU/LBM*F)	0.345
N-DECANO (N-C10)	0.000	0.000	RELACION DE CP/CV K (adimen.)	1.170
OXIGENO (O2)	0.000	0.000	DESVIACION DEL GAS REAL Z (adimen.)	0.993
HIDROGENO (H2)	0.000	0.000	VISCOSIDAD DEL GAS U <sub>g</sub> (cp)	0.0104
HELIO (HE)	0.000	0.000	COMPRESIBILIDAD DEL GAS C <sub>g</sub> (1/psia)	2.723 E-02
AGUA (H2O)	0.860	0.490	FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS B <sub>g</sub> (ft <sup>3</sup> /scf)	4.630 E-01
TOTAL	100.000	100.000	NUMERO DE OCTANO (Calc.)	71.245
				--

**OBSERVACION:**

Funcionario	<b>LABORATORIO</b> 	
Firma / Sign:		
Nombre / Name:	TOMAS AVENDAÑO Z.	

SGS DEL ECUADOR

 Lago Agrío: Vía a Quito Km 2.5 Telefax: 062362334 email: tomas.avendano@sgs.com  
 Member of Group SGS (Société Générale de Surveillance)

D-LAB-1-02-00

## Anexo 2.2 Reporte de análisis cromatográfico Gas Old Mariann Laboratorio SGS

 <b>REPORTE DE ANALISIS DE LABORATORIO / LABORATORY TEST REPORT</b> <b>LABORATORIO "Oil, Gas and Chemicals" / "Oil, Gas &amp; Chemicals" LABORATORY</b>				
REPORTE NRO. / REPORT NUMBER	OGC-R-UIO-00230504-0001			
Nro. Referencia / OGC Internal Operation Number	OGC-00230504			
Compañía Cliente / Company Client Name	ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD			
Dirección / Address	QUITO			
Solicitado por / Required by	ING. CARLOS FIALLOS			
Orden de Compra o Ref. Nro. / Purchase order or Ref. No.	NA			
Lugar de Muestreo / Sampling Location	ESTACION MARIAN VIEJA			
Temp. °F / Temperature	158,0 °F			
Presión, psi / Pressure	30 PSI			
Fecha de Muestreo / Sampling Date (*)	DICIEMBRE 05, 2011			
Fecha inicial del ensayo / Start Date	DICIEMBRE 05, 2011			
Fecha final del ensayo / Stop Date	DICIEMBRE 05, 2011			
Lugar y Fecha Impresión / Place and date of printing	DICIEMBRE 07, 2011			
<b>VALORES CROMATOGRAFICOS</b>				
COMPONENTE	Observación / Test observation	% Molar	% Vol	% Peso
WATER VAPOR	N/A	12.9813	12.2951	6.3912
NITROGEN	N/A	3.9604	4.0314	3.0320
CARBON DIOXIDE	N/A	51.5352	52.1333	61.9841
METHANE	N/A	15.0215	15.2616	6.5860
ETHANE	N/A	3.3403	3.3679	2.7450
PROPANE	N/A	6.5507	6.5306	7.8944
ISO-BUTANE	N/A	1.5202	1.4831	2.4147
N-BUTANE	N/A	3.0903	3.0126	4.9088
ISO-PENTANE	N/A	1.1901	1.1357	2.3467
N-PENTANE	N/A	0.6001	0.5610	1.1832
N-HEXANE	N/A	0.1600	0.1454	0.3769
N-HEPTANE	N/A	0.0500	0.0423	0.1369
<b>TOTAL</b>		<b>100.000</b>	<b>100.000</b>	<b>100.000</b>
<p><b>OBSERVACION:</b></p> <p>1) La muestra fue suministrada a SGS / The sample was submitted to SGS  2) La muestra llegó sellada / The sample was sealed</p> <p>LOS RESULTADOS OBTENIDOS CORRESPONDEN AL ENSAYO SOLICITADO EN LA MUESTRA RECIBIDA.</p> <p>Este informe no podrá ser reproducido, parcialmente sin autorización de SGS del Ecuador S.A.</p> <p><i>The results obtained from the third-party laboratory, based upon the shipment composite sample, are reported as were previously detail.</i></p> <p>Este documento es emitido por la Compañía bajo sus Condiciones Generales de Servicio, que pueden encontrarse en la página <a href="http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm">http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm</a> Son especialmente importantes las disposiciones sobre limitación de responsabilidad, pago de indemnizaciones y jurisdicción definidas en dichas Condiciones Generales de Servicio.</p> <p>Se informa a cualquier persona que tenga en su poder este documento, que el contenido del mismo, refleja los hallazgos de la Compañía solo al momento de su intervención y dentro de los límites de las instrucciones del Cliente, si hubiera alguna. La Compañía es únicamente responsable ante su Cliente y este documento no exime a las partes de una transacción de ejercer todos sus derechos y obligaciones en virtud de los documentos de la transacción.</p> <p>Cualquier modificación no autorizada, fraude o falsificación del contenido o de la apariencia de este es ilegal y los culpables pueden ser procesados con el máximo rigor de la ley.</p>				
Functionary:				
Firma / Sign:				
Nombre / Name:	MAURICIO RODRIGUEZ	Pag 1/2		

		<b>REPORTE DE ANALISIS DE LABORATORIO / LABORATORY TEST REPORT</b> <b>LABORATORIO "Oil, Gas and Chemicals" / "Oil, Gas &amp; Chemicals" LABORATORY</b>				
REPORTE NRO. / REPORT NUMBER	OGC-R-UIO-00230504-0001					
Nro. Referencia / OGC Internal Operation Number	OGC-00230504					
Compañía Cliente / Company Client Name	ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD					
Lugar de Muestreo / Sampling Location	ESTACION MARIAN VIEJA					
Temp. °F / Temperature	158.0 °F					
Presión, psi / Pressure	30 PSI					
Fecha de Muestreo / Sampling Date	(*) DICIEMBRE 05, 2011					
Lugar y Fecha Impresión / Place and date of printing	DICIEMBRE 07, 2011					
PROPIEDADES FISICAS DEL GAS						
MOLAR MASS	36.5910 kg/kmol					
GAS CONSTANT	227.228 J/(kg*K)					
LOW HEAT VALUE	13.435 MJ/kg = 5776 BTU/lb					
HIGH HEAT VALUE	14.846 MJ/kg = 6383 BTU/lb					
PRESSURE	1,013 bar	1,013 bar	1,013 bar	14,73 psi	ACTUAL	
TEMPERATURE	0. degC	15. degC	25. degC	60. degF	ACTUAL	
LOW HEAT VALUE MJ/M3	22.139	20.949	20.229	20.956	35.454	
LOW HEAT VALUE BTU/FT3	594.2	562.3	542.9	562.4	951.6	
HIGH HEAT VALUE MJ/M3	24.464	23.149	22.354	23.158	39.178	
HIGH HEAT VALUE BTU/FT3	656.6	621.3	599.9	621.5	1051.5	
DENSITY KG/M3	1.6478	1.5593	1.5057	1.5598	2.6389	
DENSITY LB/FT3	0.1029	0.0973	0.0940	0.0974	0.1647	
RELATIVE DENSITY	1.2745	1.2725	1.2713	1.2724		
COMPRESSION FACTOR	0.99070	0.99246	0.99332	0.99249	0.99180	
INNER ENERGY KJ/KG	-93.115	-78.570	-68.871	-78.036	-24.267	
ENTHALPY KJ/KG	-31.625	-13.588	-1.575	-12.927	53.068	
ENTROPY KJ/(KG*K)	-0.1090	-0.0448	-0.0038	-0.0430	0.0089	
HEAT CAPACITY CP KJ/(KG*K)	1.2155	1.1981	1.2058	1.1984	1.2860	
HEAT CAPACITY CV KJ/(KG*K)	0.9740	0.9617	0.9709	0.9621	1.0488	
ISENTROPIC EXPONENT	1.2362	1.2363	1.2336	1.2362	1.2160	
JOULE THOMSON COEFF. K/BAR	2.0301	1.4862	1.3033	1.4737	0.8862	
SPEED OF SOUND M/S	275.701	283.442	288.129	283.706	306.661	
DYNAMIC VISCOSITY PA*S*E-6	11.621	12.227	12.628	12.250	14.415	
HEATCIRCUITCAPACITYW/(M*K)	0.0185	0.0200	0.0210	0.0200	0.0257	
<b>OBSERVACIÓN:</b>						
<p>LOS RESULTADOS OBTENIDOS CORRESPONDEN AL ENSAYO SOLICITADO EN LA MUESTRA RECIBIDA.            Este informe no podrá ser reproducido, parcialmente sin autorización de SGS del Ecuador S.A.</p>						
<p><i>The results obtained from the third-party laboratory, based upon the shipment composite sample, are reported as were previously detail.</i></p>						
<p>Este documento es emitido por la Compañía bajo sus Condiciones Generales de Servicio, que pueden encontrarse en la página <a href="http://www.sgs.com/terms_and_conditions.html">http://www.sgs.com/terms_and_conditions.html</a>. Son especialmente importantes las disposiciones sobre limitación de responsabilidad, pago de indemnizaciones y jurisdicción definidas en dichas Condiciones Generales de Servicio.</p>						
<p>Se informa a cualquier persona que tenga en su poder este documento, que el contenido del mismo, refleja los hallazgos de la Compañía solo al momento de su intervención y dentro de los límites de las instrucciones del Cliente, si hubiera alguna. La Compañía es únicamente responsable ante su Cliente y este documento no exime a las partes de una transacción de ejercer todos sus derechos y obligaciones en virtud de los documentos de la transacción.</p>						
<p>Cualquier modificación no autorizada, fraude o falsificación del contenido o de la apariencia de este es ilegal y los culpables pueden ser procesados con el máximo rigor de la ley.</p>						
Functionary:						
Firma / Sign:						
Nombre / Name:	MAURICIO RODRIGUEZ				Pag 2/2	

Anexo 2.3 Reporte de análisis cromatográfico Gases Mariann Battery y Old Mariann  
Laboratorio EPN



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUIMICA  
LABORATORIO DE ANALISIS INSTRUMENTAL  
REPORTE DE ANALISIS LAII 026-012  
O.T N° 917

**PARA:** SERTINLAB

**DE:** Ing. Miguel Parreño C.  
JEFE DE LABORATORIO DE ANALISIS INSTRUMENTAL

**ASUNTO:** Reporte de análisis por cromatografía de gases de tres muestras de gases de pozos identificadas como:

Muestra	Estacion Marian Old	Estacion Marian Battery
Presión	33 PSI	21 PSI
Temperatura	150°F	170°F

FECHA REPORTE: 26 de abril de 2012

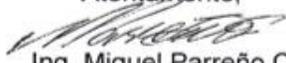
La muestra es introducida al cromatógrafo en la válvula de inyección a la temperatura a la que la muestra fue tomada.

Se obtuvieron los siguientes resultados:

Componente	Estacion Marian Old		Estacion Marian Battery	
	%Peso	%Moles	%Peso	%Moles
Nitrógeno	1,44	2,00	2,35	3,34
Metano	6,15	14,95	9,38	23,27
CO2	63,06	55,75	8,16	7,37
Etano	3,33	4,31	5,80	7,67
Agua	2,51	5,42	6,46	14,26
Propano	11,61	10,26	21,01	18,96
i-butano	2,58	1,73	3,07	2,10
n-butano	4,77	3,20	10,53	7,21
i-pentano	2,00	1,08	4,97	2,74
n-pentano	1,65	0,89	6,09	3,36
i-hexano	0,43	0,19	4,67	2,16
n-hexano	0,48	0,22	9,26	4,28
i-heptano	0,00	0,00	6,84	2,72

	Estacion Marian Old	Estacion Marian Battery
Densidad relativa:	1,35	1,39
Peso molecular promedio [g/gmol] :	38,90	39,71
Poder calorico del gas [Btu/pie3] :	750,4	1898,4

NOTA: El Laboratorio no tiene responsabilidad en la toma y transporte de la muestra

Atentamente,  
  
Ing. Miguel Parreño C.  
JEFE DE LABORATORIO

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
LABORATORIO DE ANALISIS INSTRUMENTAL  
Quito - Ecuador

## **ANEXO 3: WKI del gas de cada estación**

## Anexo 3.1 WKI del gas Old Mariann

WKI™ Version 1.17

jul 17, 2012

*Waukesha Gaseous Fuel Calculations*

Customer:	Andes Petroleum	WKI (TM):	<b>84,09</b>	
Phone:		SLHV:	<b>688,58</b>	<b>Btu/ft<sup>3</sup></b>
Project:	Marian Old	SLHV:	<b>27,07</b>	<b>MJ/m<sup>3</sup></b>
Representative:	J C	LHV:	<b>688,58</b>	<b>Btu/ft<sup>3</sup></b>
Sample Nbr:	33 psig 150 °F	LHV:	<b>27,07</b>	<b>MJ/m<sup>3</sup></b>
SAA Nbr:		SG:	<b>1,344</b>	
Date:	07/17/2012			

HYDROCARBONS

		<u>Mole or Volume %</u>
CH4	Methane	14,95
C2H6	Ethane	4,31
C3H8	Propane	10,26
I-C4H10	Iso-Butane	1,73
N-C4H10	Normal Butane	3,2
I-C5H12	Iso-Pentane	1,08
N-C5H12	Normal Pentane	0,89
C6H14	Hexane	0,41
C7H16	Heptane	0
C2H4	Ethene	0
C3H6	Propene	0

SUM HYDROCARBONS	36,83
------------------	-------

NON-HYDROCARBONS

		<u>Mole or Volume %</u>
N2	Nitrogen	2
O2	Oxygen	0
He	Helium	0
CO2	Carbon Dioxide	55,75
CO	Carbon Monoxide	0
H2	Hydrogen	0
H2S	Hydrogen Sulfide	0
H2O	Water Vapor	5,42

TOTAL FUEL	100
------------	-----

## Anexo 3.2 WKI del gas Mariann Battery

WKI™ Version 1.17

jul 17, 2012

*Waukesha Gaseous Fuel Calculations*

Customer:	Andes Petroleum	<b>WKI (TM):</b>	<b>17,38</b>	
Phone:		<b>SLHV:</b>	<b>1738,63</b>	<b>Btu/ft<sup>3</sup></b>
Project:	Marian Battery	<b>SLHV:</b>	<b>68,36</b>	<b>MJ/m<sup>3</sup></b>
Representative:	J C	<b>LHV:</b>	<b>1738,63</b>	<b>Btu/ft<sup>3</sup></b>
Sample Nbr:	21 psig 170 °F	<b>LHV:</b>	<b>68,36</b>	<b>MJ/m<sup>3</sup></b>
SAA Nbr:		<b>SG:</b>	<b>1,354</b>	
Date:	07/17/2012			

HYDROCARBONS

		<u>Mole or Volume %</u>
CH4	Methane	23,27
C2H6	Ethane	7,67
C3H8	Propane	18,96
I-C4H10	Iso-Butane	2,1
N-C4H10	Normal Butane	7,21
I-C5H12	Iso-Pentane	2,74
N-C5H12	Normal Pentane	3,36
C6H14	Hexane	6,44
C7H16	Heptane	2,72
C2H4	Ethene	0
C3H6	Propene	0

## SUM HYDROCARBONS

74,47

NON-HYDROCARBONS

		<u>Mole or Volume %</u>
N2	Nitrogen	3,34
O2	Oxygen	0
He	Helium	0
CO2	Carbon Dioxide	7,37
CO	Carbon Monoxide	0
H2	Hydrogen	0
H2S	Hydrogen Sulfide	0
H2O	Water Vapor	14,26

## TOTAL FUEL

99,44

## **ANEXO 4: HYSYS**

### Anexo 4.1: Caracterización de una corriente de gas en HYSYS

Por medio del simulador Hysys se pueden estimar las propiedades físicas y termodinámicas de los fluidos en base a modelos teóricos o empíricos [30]. Para poder caracterizar y especificar una corriente de fluido, en este caso gas, se deben seguir los siguientes pasos:

#### PASO 1: Iniciar HYSYS

#### PASO 2: Definir las Unidades de Ingeniería

En el menú *Tools*, se selecciona *Preferences* y luego *Variables*. Dentro de esta etiqueta, se escoge la opción *Field* (Sistema Ingles) y se da clic en *Clone*.

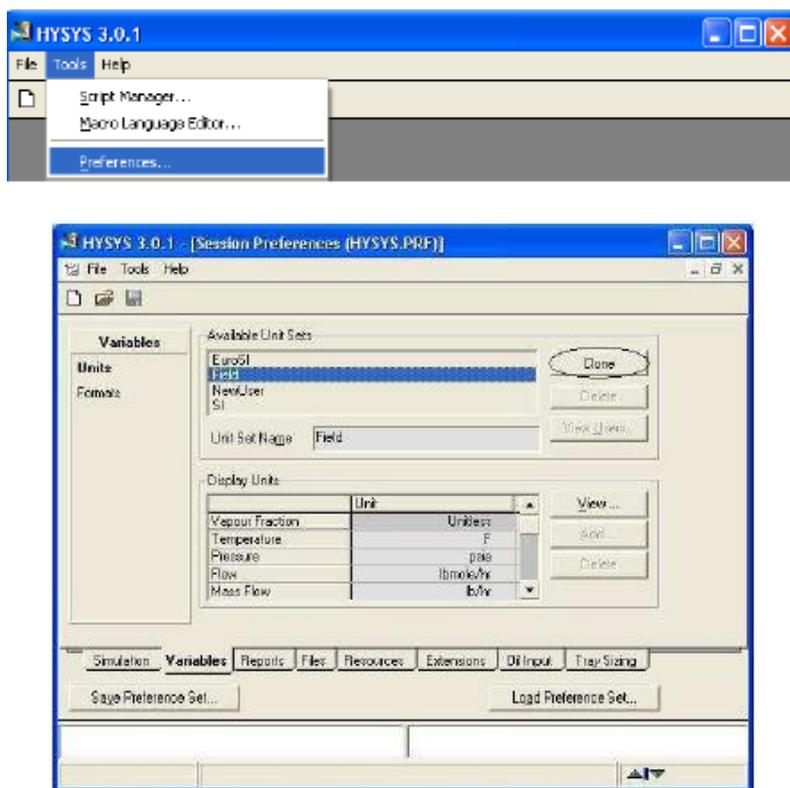


Figura A4-1 Definición de unidades de energía en HYSYS

#### PASO 3: Crear una nueva simulación

Para crear un nuevo caso de simulación, ir al menú *File* seleccionar *New, Case*, con lo cual se abrirá la ventana de *Simulation Basis Manager* (Figura 4.2):

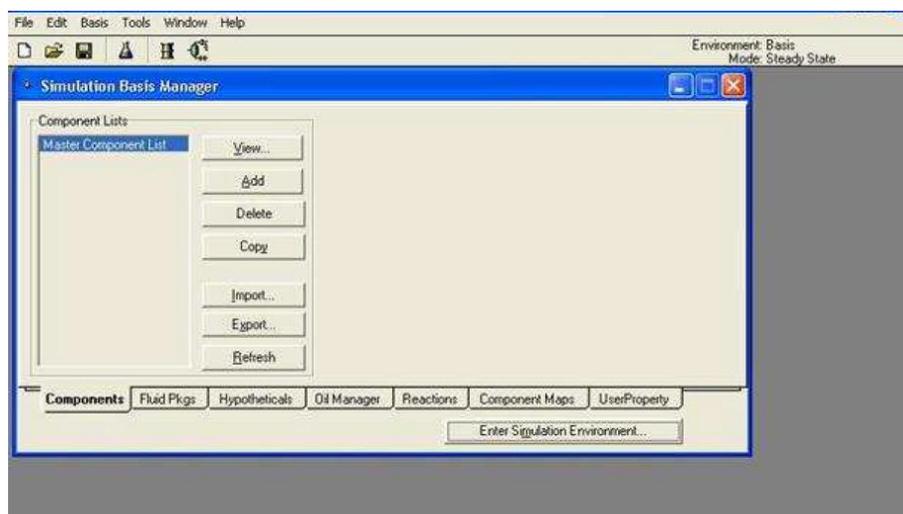


Figura A4-2 Ventana de *Simulation Basis Manager*

#### PASO 4: Ingresar los componentes

Para ingresar los componentes de caracterización del gas con los que se trabajará en el ambiente de simulación, en la ventana *Simulation Basis Manager* aparece la etiqueta *Components*. Dar clic en *Add*. Se abrirá una nueva ventana denominada *Component List View*. Seleccionar los componentes que intervienen en el problema de simulación y que están disponibles en la librería y dar clic en *Add Pure* (Figura 4.3):

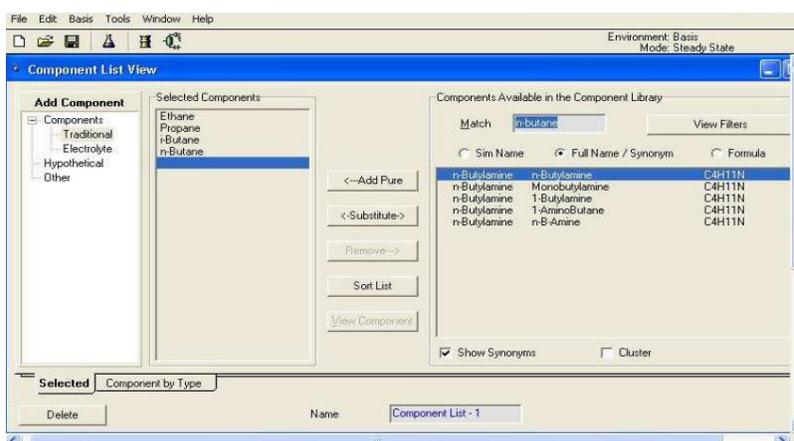
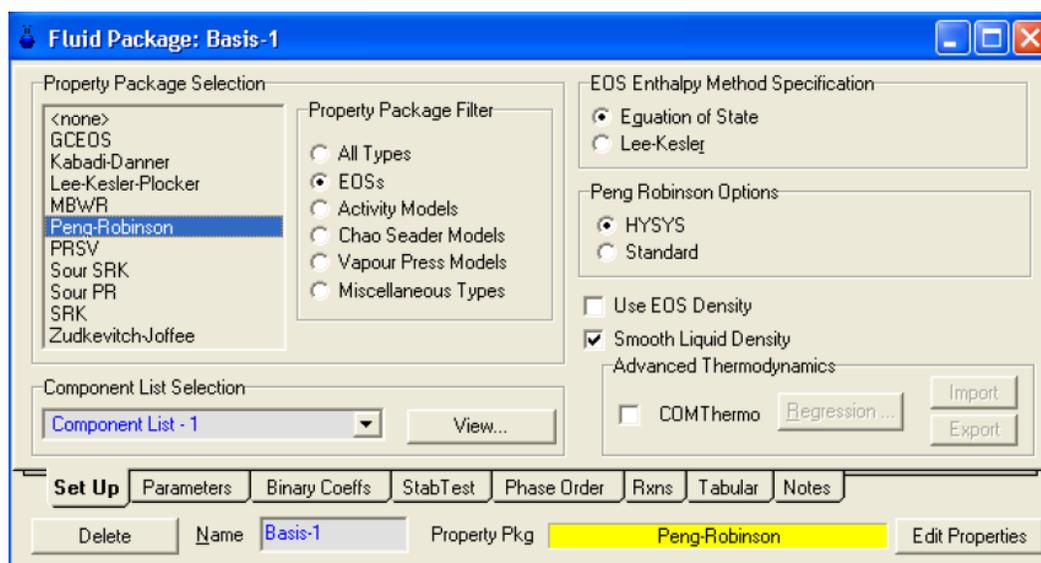


Figura A4-3 Ventana de *Component List View*- Ingreso de componentes para caracterización

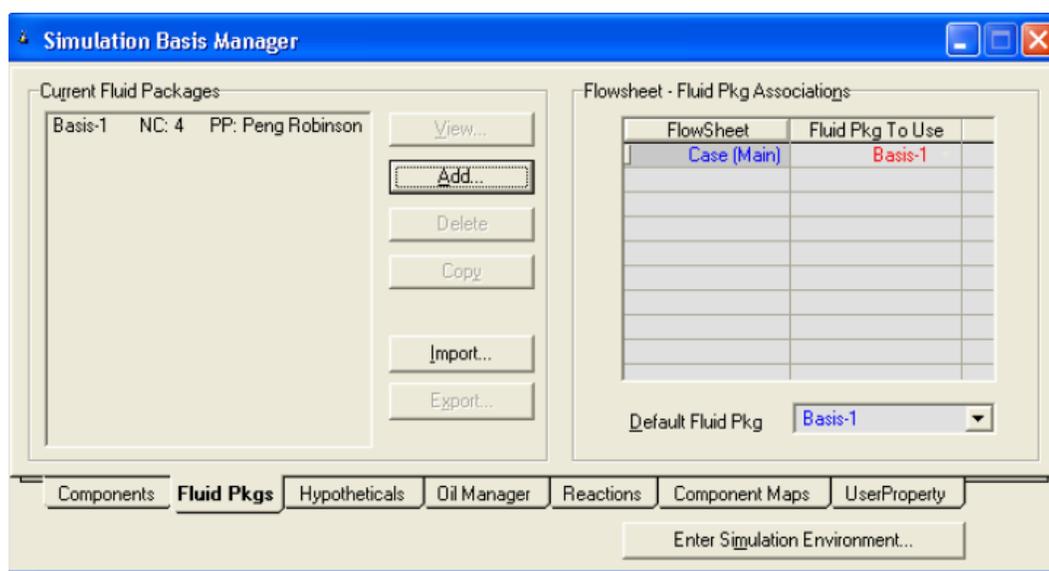
### PASO 5: Seleccionar el paquete de propiedades

En la misma ventana de *Simulation Basis Manager*, dar clic en la etiqueta *Fluid Pkgs* y *Add* para seleccionar las ecuaciones de estado que gobernarán el proceso. Escoger en *Property Package Selection* como opción el paquete de propiedades *Peng Robinson*, recomendado para la mayoría de aplicaciones en donde existan hidrocarburos (Figura 4.4).



**Figura A4-4** Ventana de selección de paquete de propiedades de fluidos

Al cerrar la ventana, se regresa a la ventana *Simulation Basis Manager*. Debe aparecer el paquete *Basis-1*, con *NC:4* (varía según el número de componentes que se haya ingresado anteriormente en el *Paso 4*) y *PP* (paquete de propiedades): Peng-Robinson. Se da clic en *Enter Simulation Environment* y se guarda el trabajo (Figura 4.5).

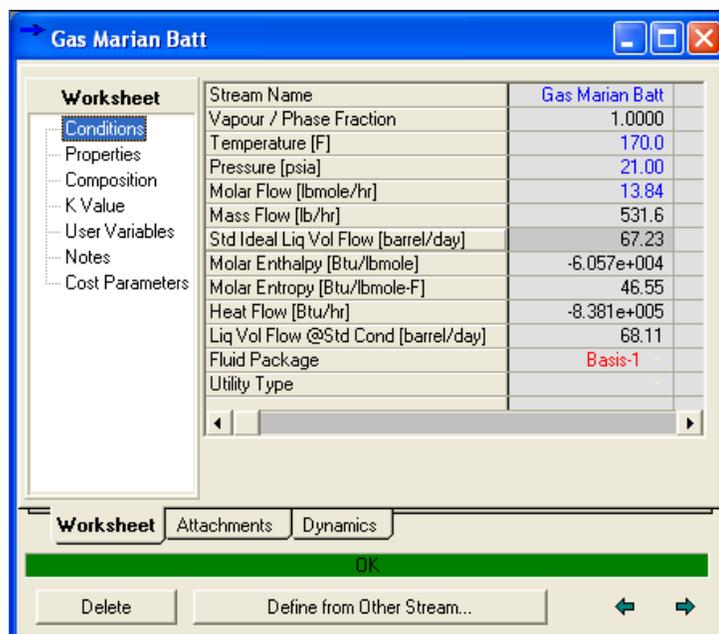


**Figura A4-5** Ventana de Simulation Basis Manager luego de escoger el paquete de propiedades

### PASO 6: Especificación de la corriente de gas

Una vez en el ambiente de simulación, dentro de la paleta de objetos se da clic en el ícono flecha azul (*Material stream*) y se lo arrastra hacia la pantalla verde de simulación. Al dar doble clic en la corriente de gas (flecha celeste) , una ventana aparecerá con la etiqueta *Worksheet*. Seleccionar la opción *Conditions* e ingresar las condiciones para dicha corriente. Luego, en la opción *Composition* ingresar la composición del gas correspondiente.

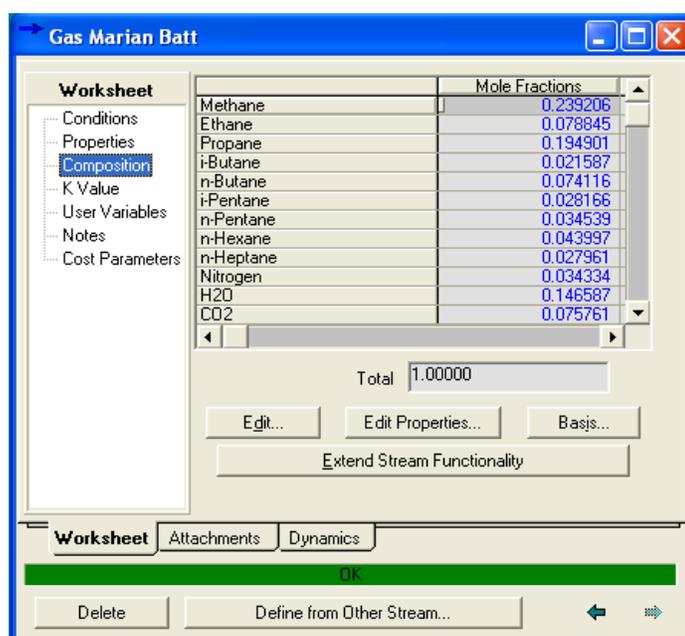
- A continuación se muestra la especificación para la corriente de gas **Mariann 4A Battery**:



The screenshot shows the 'Gas Marian Batt' dialog box with the 'Worksheet' tab selected. The 'Conditions' sub-tab is active, displaying a table of stream properties. The 'Fluid Package' is set to 'Basis-1'.

Property	Value
Stream Name	Gas Marian Batt
Vapour / Phase Fraction	1.0000
Temperature [F]	170.0
Pressure [psia]	21.00
Molar Flow [lbmole/hr]	13.84
Mass Flow [lb/hr]	531.6
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	67.23
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-6.057e+004
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	46.55
Heat Flow [Btu/hr]	-8.381e+005
Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	68.11
Fluid Package	Basis-1
Utility Type	

**Figura A4-6** Condiciones de la corriente de gas Mariann 4A Battery

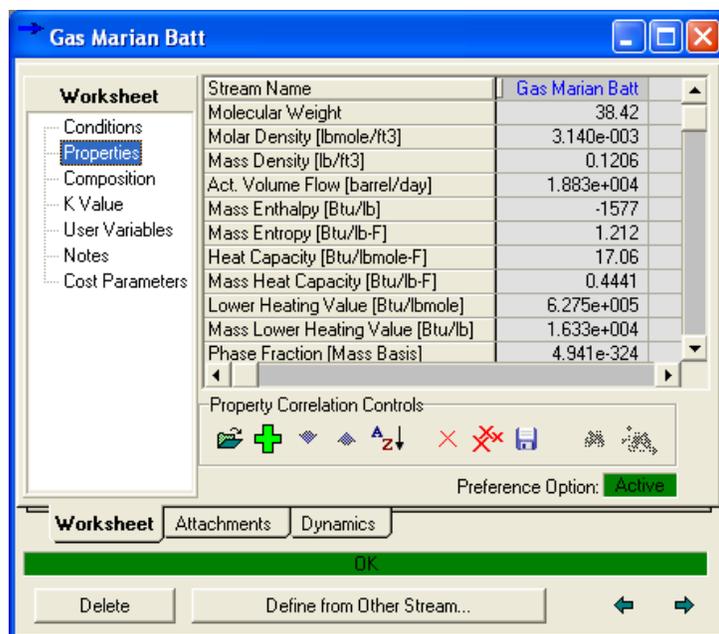


The screenshot shows the 'Gas Marian Batt' dialog box with the 'Composition' sub-tab selected. It displays a table of mole fractions for various hydrocarbons and other components. The total mole fraction is 1.00000.

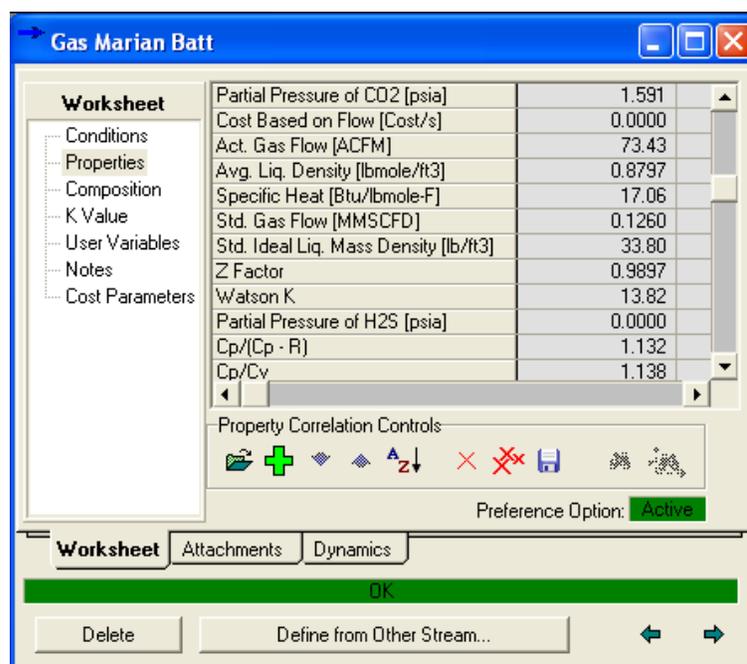
Component	Mole Fraction
Methane	0.239206
Ethane	0.078845
Propane	0.194901
i-Butane	0.021587
n-Butane	0.074116
i-Pentane	0.028166
n-Pentane	0.034539
n-Hexane	0.043997
n-Heptane	0.027961
Nitrogen	0.034334
H2O	0.146587
CO2	0.075761
<b>Total</b>	<b>1.00000</b>

**Figura A4-7** Composición de la corriente de gas Mariann 4A Battery

A partir del ingreso de estos datos, el programa calcula las propiedades de la corriente del gas para la simulación:



**Figura A4-8** Propiedades de la corriente de gas de Mariann 4A Battery [1]



**Figura A4-9** Propiedades de la corriente de gas de Mariann 4A Battery [2]

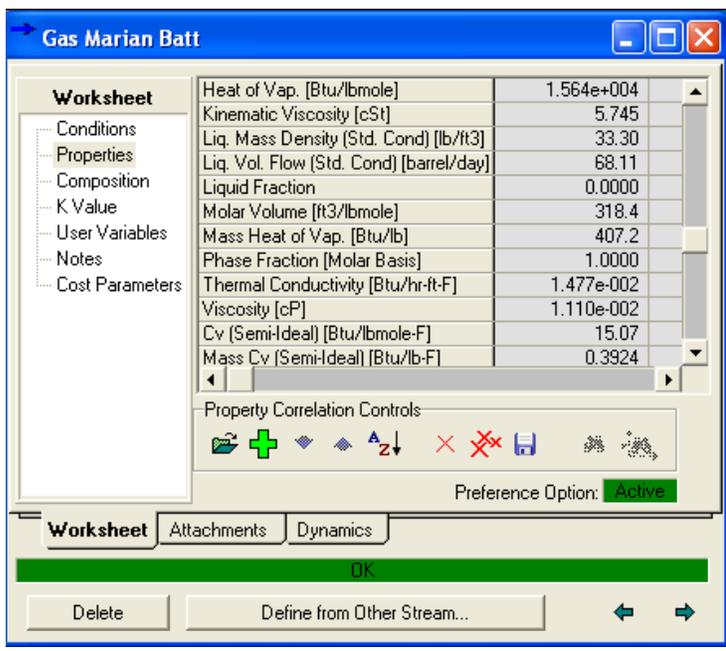


Figura A4-10 Propiedades de la corriente de gas de Mariann 4A Battery [3]

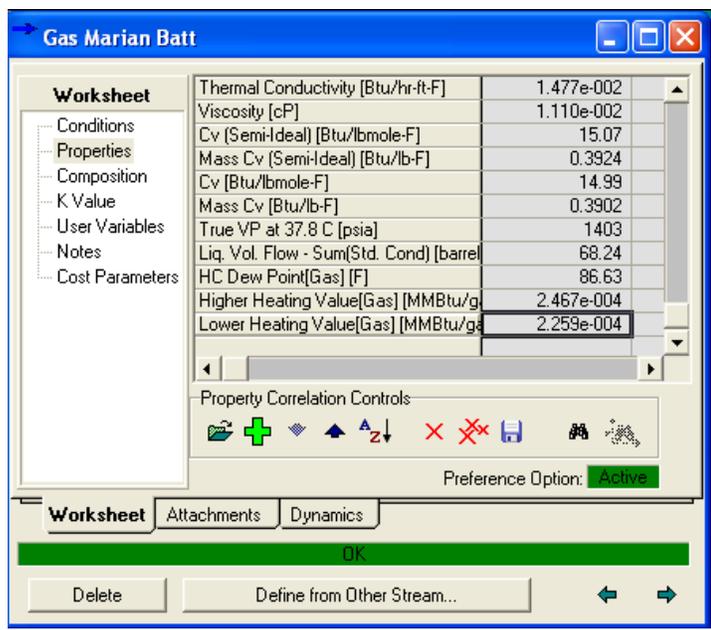


Figura A4-11 Propiedades de la corriente de gas de Mariann 4A Battery [4]

- De igual forma, se muestra la especificación para la corriente de gas **Old Mariann**:

The screenshot shows the 'Gas Old Mariann' dialog box with the 'Worksheet' tab selected. The left sidebar lists categories: Conditions, Properties, Composition, K Value, User Variables, Notes, and Cost Parameters. The main area displays a table of parameters for the stream 'Gas Old Mariann'.

Parameter	Value
Stream Name	Gas Old Mariann
Vapour / Phase Fraction	0.9824
Temperature [F]	150.0
Pressure [psia]	33.00
Molar Flow [lbmole/hr]	40.42
Mass Flow [lb/hr]	1479
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	151.6
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-1.131e+005
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	43.23
Heat Flow [Btu/hr]	-4.573e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	156.9
Fluid Package	Basis-1
Utility Type	

Buttons at the bottom include 'Delete', 'Define from Other Stream...', and 'OK'.

**Figura A4-12** Condiciones de la corriente de gas de Old Mariann

The screenshot shows the 'Gas Old Mariann' dialog box with the 'Composition' tab selected. The left sidebar lists categories: Conditions, Properties, Composition, K Value, User Variables, Notes, and Cost Parameters. The main area displays a table of mass fractions for various components.

Component	Mass Fraction
Methane	0.065860
Ethane	0.027450
Propane	0.078945
i-Butane	0.024148
n-Butane	0.049089
i-Pentane	0.023467
n-Pentane	0.011833
n-Hexane	0.003768
n-Heptane	0.001369
Nitrogen	0.030320
H2O	0.063912
CO2	0.619839

Total: 1.00000

Buttons at the bottom include 'Edit...', 'Edit Properties...', 'Basis...', 'Extend Stream Functionality', and 'OK'.

**Figura A4-13** Composición de la corriente de gas de Old Mariann

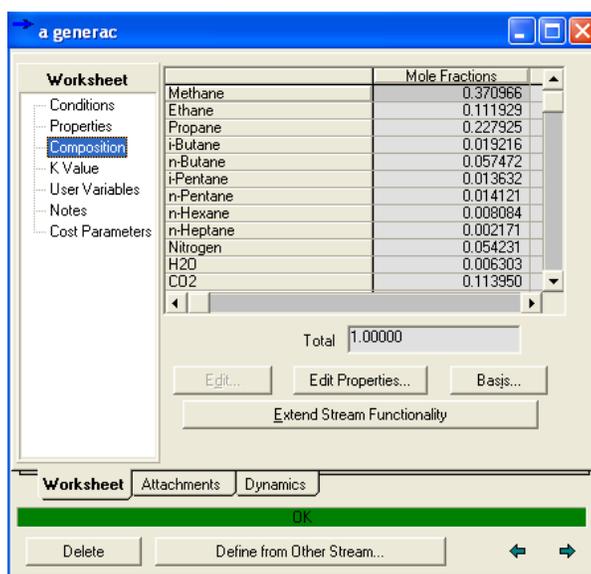


## Anexo 4.2: Composición y propiedades fisicoquímicas del gas a generación en HYSYS

### (Escenarios 1 y 2)

#### Escenario 1

#### Gas a generación (Mariann Battery)



Component	Mole Fractions
Methane	0.370966
Ethane	0.111929
Propane	0.227925
iButane	0.019216
n-Butane	0.057472
i-Pentane	0.013632
n-Pentane	0.014121
n-Hexane	0.008084
n-Heptane	0.002171
Nitrogen	0.054231
H2O	0.006303
CO2	0.113950
<b>Total</b>	<b>1.00000</b>

Figura A4-16 Composición de la corriente de gas a generación de Mariann Battery



Cv (Semi-Ideal) [Btu/lbmole-F]	11.46
Mass Cv (Semi-Ideal) [Btu/lb-F]	0.3434
Cv [Btu/lbmole-F]	11.31
Mass Cv [Btu/lb-F]	0.3388
True VP at 37.8 C [psia]	1556
Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) [barrel]	55.62
HC Dew Point[Gas] [F]	39.39
Water Dew Point[Gas] [F]	59.53
Water Content In mg/m3[Gas]	4793
Higher Heating Value[Gas] [MMBtu/g]	2.105e-004
Lower Heating Value[Gas] [MMBtu/g]	1.927e-004

Figura A4-17 Propiedades de la corriente de gas a generación de Mariann Battery

#### Gas a generación (Old Mariann)

The screenshot shows the 'a generac' software window with the 'Worksheet' tab selected. The 'Mole Fractions' table is displayed with the following data:

Component	Mole Fraction
Methane	0.171117
Ethane	0.038051
Propane	0.074622
i-Butane	0.017317
n-Butane	0.035203
i-Pentane	0.013557
n-Pentane	0.006836
n-Hexane	0.001823
n-Heptane	0.000570
Nitrogen	0.045114
H2O	0.009021
CO2	0.586769

Below the table, the 'Total' is shown as 1.00000. Buttons for 'Edit...', 'Edit Properties...', 'Basis...', and 'Extend Stream Functionality' are visible. The 'Worksheet' tab is active, with 'Attachments' and 'Dynamics' tabs also present.

**Figura A4-18** Composición de la corriente de gas a generación de Old Mariann

The screenshot shows the 'a generac' software window with the 'Worksheet' tab selected. The table displays various physical properties for the gas stream:

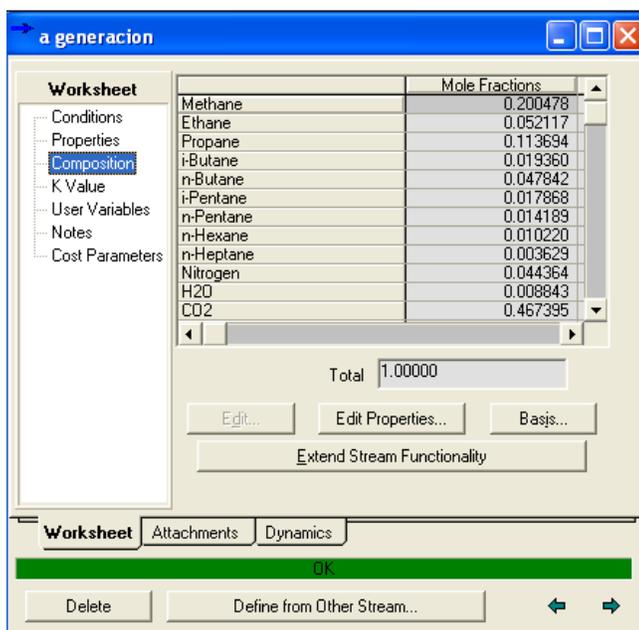
Viscosity [cP]	1.329e-002
Mass Cv [Semi-Ideal] [Btu/lb-F]	0.2373
Cv [Btu/lbmole-F]	9.175
Mass Cv [Btu/lb-F]	0.2343
True VP at 37.8 C [psia]	1822
Liq. Vol. Flow - Sum[Std. Cond] [barrel]	151.7
HC Dew Point[Gas] [F]	6.401
Water Dew Point[Gas] [F]	69.22
Water Content In mg/m3[Gas]	6860
Higher Heating Value[Gas] [MMBtu/g]	9.347e-005
Lower Heating Value[Gas] [MMBtu/g]	8.555e-005

Below the table, there are 'Property Correlation Controls' and a 'Preference Option' set to 'Active'. The 'Worksheet' tab is active, with 'Attachments' and 'Dynamics' tabs also present.

**Figura A4-19** Propiedades de la corriente de gas a generación de Old Mariann

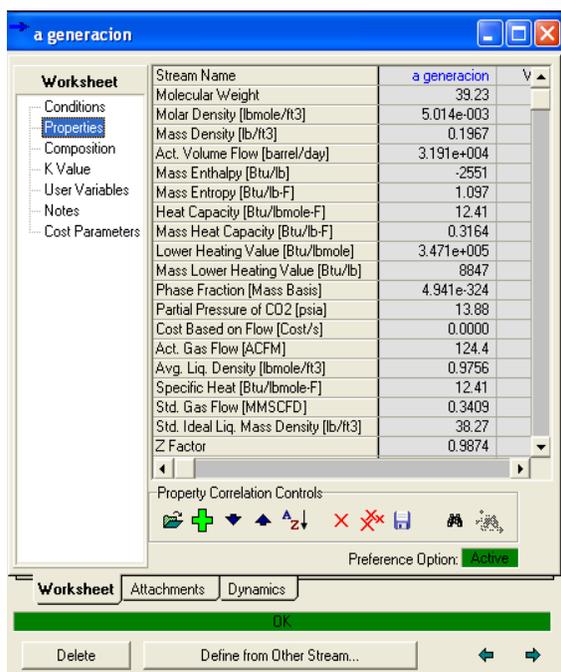
## Escenario 2

### Gas (mezcla) a generación

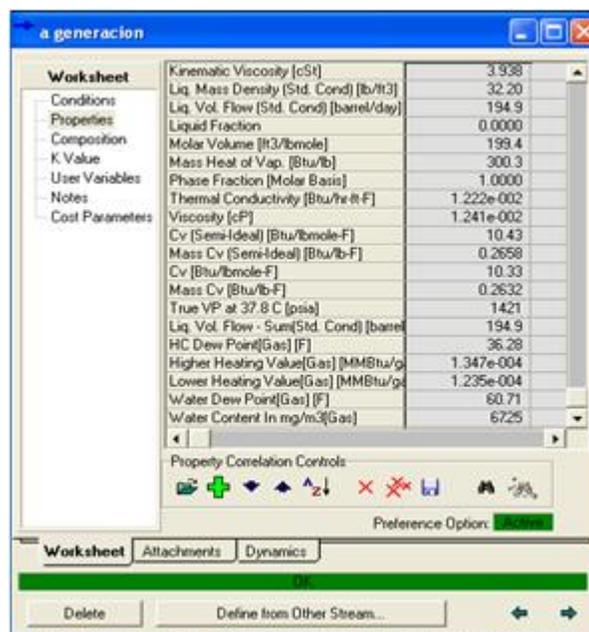


	Mole Fractions
Methane	0.200478
Ethane	0.052117
Propane	0.113694
i-Butane	0.019360
n-Butane	0.047842
i-Pentane	0.017868
n-Pentane	0.014189
n-Hexane	0.010220
n-Heptane	0.003629
Nitrogen	0.044364
H2O	0.008843
CO2	0.467395
Total	1.00000

Figura A4-20 Composición de la corriente de gas (mezcla) a generación



Property	Value
Stream Name	a generacion
Molecular Weight	39.23
Molar Density [lbmole/ft <sup>3</sup> ]	5.014e-003
Mass Density [lb/ft <sup>3</sup> ]	0.1967
Act. Volume Flow [barrel/day]	3.191e+004
Mass Enthalpy [Btu/lb]	-2551
Mass Entropy [Btu/lb-F]	1.097
Heat Capacity [Btu/lbmole-F]	12.41
Mass Heat Capacity [Btu/lb-F]	0.3164
Lower Heating Value [Btu/lbmole]	3.471e+005
Mass Lower Heating Value [Btu/lb]	8847
Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324
Partial Pressure of CO2 [psia]	13.88
Cost Based on Flow [Cost/s]	0.0000
Act. Gas Flow [ACFM]	124.4
Avg. Liq. Density [lbmole/ft <sup>3</sup> ]	0.9756
Specific Heat [Btu/lbmole-F]	12.41
Std. Gas Flow [MMSCFD]	0.3409
Std. Ideal Liq. Mass Density [lb/ft <sup>3</sup> ]	38.27
Z Factor	0.9874



Property	Value
Kinematic Viscosity [cSt]	3.338
Liq. Mass Density [Std. Cond] [lb/ft <sup>3</sup> ]	32.20
Liq. Vol. Flow [Std. Cond] [barrel/day]	194.9
Liquid Fraction	0.0000
Composition	
Molar Volume [ft <sup>3</sup> /lbmole]	199.4
Mass Heat of Vap. [Btu/lb]	300.3
K Value	
User Variables	
Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000
Notes	
Thermal Conductivity [Btu/ft-R-F]	1.222e-002
Cost Parameters	
Viscosity [cP]	1.241e-002
Cv [Semi-Ideal] [Btu/lbmole-F]	10.43
Mass Cv [Semi-Ideal] [Btu/lb-F]	0.2658
Cv [Btu/lbmole-F]	10.33
Mass Cv [Btu/lb-F]	0.2632
True VP at 37.8 C [psia]	1421
Liq. Vol. Flow - Sum[Std. Cond] [barrel/day]	194.9
HC Dew Point[Gas] [F]	36.28
Higher Heating Value[Gas] [MMBtu/gal]	1.347e-004
Lower Heating Value[Gas] [MMBtu/gal]	1.235e-004
Water Dew Point[Gas] [F]	60.71
Water Content In mg/m <sup>3</sup> [Gas]	6725

Figura A4-21 Propiedades de la corriente de gas (mezcla) a generación