



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

**UNIDAD DE POSGRADOS**

**TESIS EN OPCIÓN AL GRADO ACADÉMICO DE  
MAGISTER EN GESTIÓN DE ENERGÍAS**

**Título:**

---

**“Evaluación del poder calórico en el gas asociado del PAD OSO B del bloque 7 de Petroamazonas E.P. en el año 2013 para cogeneración de energía eléctrica. Propuesta de la técnica más adecuada.”**

---

**Autor: Ing. Corrales Suárez Fernando**

**Tutor: PhD. Velázquez del Rosario Alberto.**

**LATACUNGA – ECUADOR**

**JUNIO 2014**



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO  
Latacunga – Ecuador

## APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

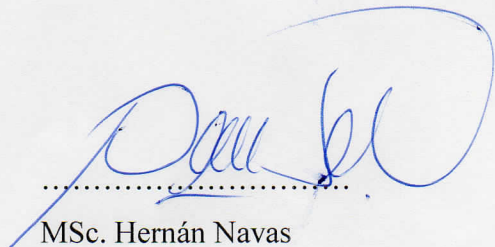
En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente informe de investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Dirección de Posgrado; por cuanto el postulante: CORRALES SUÁREZ EDWIN FERNANDO, con el título de tesis: **“Evaluación del poder calórico en el gas asociado del PAD OSOB del bloque 7 de Petroamazonas E.P. en el año 2013 para cogeneración de energía eléctrica. Propuesta de la técnica más adecuada”**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Defensa de Tesis.


Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga junio 06,2014

Para constancia firman:

  
.....  
MSc. Paulina Freire

  
.....  
MSc. Hernán Navas

PRESIDENTE  
  
.....  
PhD. Tomás Fernández

MIEMBRO  
  
.....  
PhD. Enrique Torres

MIEMBRO

OPONENTE

## **AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS**

Latacunga, Junio del 2014

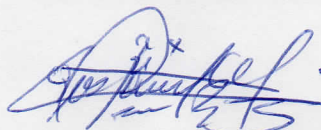
En mi calidad de Director de Tesis presentada por el Ing. Corrales Suárez Edwin Fernando, Egresado de la Maestría en gestión de Energías, previa a la obtención del mencionado grado académico, cuyo título es **“Evaluación del poder calórico en el gas asociado del PAD OSO B del bloque 7 de Petroamazonas E.P. en el año 2013 para cogeneración de energía eléctrica. Propuesta de la técnica más adecuada.”**

Considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del tribunal examinador.

Atentamente

.....  
PhD. Alberto Velázquez del Rosario.

**DIRECTOR DE TESIS**



.....  
PhD. Gustavo Rodríguez Bárcenas.

**ASESOR DE TESIS**

## **AUTORÍA**

Yo, Edwin Fernando Corrales Suárez, portador del número de cédula 0502612260, declaro que la presente tesis de grado, es fruto de mi esfuerzo, responsabilidad y disciplina, logrando que los objetivos se culminen con éxito.

Atentamente

Fernando Corrales Suárez

C.I. 0502612260

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por darme la fortaleza para culminar con este proyecto, a mi esposa Sandra e hijas Camila y Andrea y regalarme el tiempo que les pertenecía.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi, y al área de Posgrado por brindar el apoyo a los profesionales de la provincia y fomentar su preparación.

Quiero agradecer al profesor Secundino Marrero Ramírez, al amigo cubano por brindarme su apoyo incondicional en todo momento.

A mis padres y hermanos por impulsarme a seguir adelante en todo momento de mi vida.

Fernando Corrales.

## DEDICATORIA

A:

Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y mis angelitos Camila y Andrea. Espero les sirva de ejemplo para seguir sus vidas.

Fernando Corrales.

## ÍNDICE GENERAL

### CONTENIDO

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO .....	ii
AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS .....	iii
AUTORÍA .....	iv
AGRADECIMIENTO .....	v
DEDICATORIA .....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT .....	xv
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPITULO I.....	3
EL PROBLEMA .....	3
1.1.    Antecedentes del problema .....	3
1.2.    Formulación del problema.....	4
1.3.    Objeto de estudio .....	4
1.4.    Justificación de la investigación .....	4
1.4.1.    Objetivo General .....	5
1.4.2.    Campo de acción .....	5
1.4.3.    Objetivos Específicos:.....	6
1.5.    Hipótesis .....	6

CAPÍTULO II .....	7
MARCO TEÓRICO.....	7
2.1.    Antecedentes.....	7
2.1.1.    Fundamentación Teórica.....	12
2.1.2.    Calidad del combustible gaseoso .....	17
2.1.3.    La simulación de procesos con gas natural .....	20
2.1.4.    Utilización del gas en la industria .....	21
2.2.    Marco legal Vigente.....	23
2.3.    Definición de términos básicos.....	28
2.4.    Conclusión del capítulo .....	29
CAPÍTULO III.....	30
METODOLOGÍA .....	30
3.1.    Diseño de la investigación .....	30
3.1.1.    Modalidad de la investigación.....	30
3.1.1.1.    De campo.....	30
3.1.1.2.    Bibliografía – Documental .....	31
3.1.2.    Tipo de investigación .....	31
3.1.2.1.    Modelación y simulación .....	32
3.1.2.2.    Operacionalización de variables.....	32
3.2.    Población y muestra.....	33
3.2.1.    Delimitación de la zona de estudio.....	33
3.2.2.    Metodología para la caracterización del gas asociado al petróleo. ...	34
3.2.3.    Cromatografías de las muestras.....	37
3.2.4.    Metodología para determinación del volumen de gases .....	41



3.3.	Metodología para simulación del proceso con Hysys 8.0 .....	43
3.4.	Metodología para selección de técnica de utilización del gas .....	46
3.5.	Conclusiones del capítulo .....	47
CAPÍTULO IV .....		48
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....		48
4.1.	Análisis de situación energética actual .....	48
4.2.	Resultado del análisis del volumen del gas .....	52
4.3.	Resultado del análisis del poder calórico del gas .....	55
4.3.1.	Modelación y Simulación.....	57
4.3.2.	Corriente de gas.....	57
4.3.3.	Enfriador.....	58
4.3.4.	Separador .....	58
4.3.5.	Calentador .....	59
4.3.6.	Corrección del poder calórico. ....	60
4.4.	Resultado del análisis de volumen final de utilización.....	62
4.5.	Dimensionamiento de motores a gas .....	62
4.5.1.	Corrección de potencia de motor.....	64
4.6.	Conclusión del Capítulo.....	65
PROPUESTA .....		66
5.1.	Título de la propuesta .....	66
5.2.	Justificación de la propuesta .....	66
5.3.	Objetivos de la propuesta.....	66
5.4.	Estructura de la propuesta.....	66
5.5.	Desarrollo de la propuesta .....	67

5.5.1.	Recursos .....	67
5.5.2.	Recurso humano .....	69
5.6.	Evaluación socio-económico-ambiental de la propuesta.....	70
5.6.1.	Resultados de la valoración económica de la propuesta instalación de un grupo electrógeno G3516LE .....	70
5.6.2.	Resultados del impacto ambiental negativo y social a partir de la propuesta de motor a gas G3516LE .....	73
5.7.	Plan de implementación del proyecto.....	73
CONCLUSIONES GENERALES.....		80
BIBLIOGRAFÍA .....		83
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>		
<b>Figura 2.1.</b>	Diagrama de remoción de condensados.....	18
<b>Figura 2.2.</b>	Central térmica de generación de energía eléctrica.....	21
<b>Figura 2.3.</b>	Características de Turbina Siemens SGT-100 (Siemens, 2013).....	22
<b>Figura 3.1.</b>	Ubicación Plataforma OSO B.....	34
<b>Figura 3.2.</b>	Vista de la combustión de los gases en el mechero de la plataforma.....	34
<b>Figura 3.3.</b>	Diagrama PI&D del separador trifásico de gas.....	35
<b>Figura 3.4.</b>	Válvula de 2” para colocar toma muestra.....	36
<b>Figura 3.5.</b>	Aditamento para obtención de muestras.....	36
<b>Figura 3.6.</b>	Frasco contenedor de muestras (bala).....	37
<b>Figura 3.7.</b>	Manómetro de entrada de helio presión mayor a 40 PSI.....	38
<b>Figura 3.8.</b>	Equipo armado listo para iniciar cromatografía.....	39
<b>Figura 3.9.</b>	Cromatografía en proceso.....	40
<b>Figura 3.10.</b>	Presentación del espectrograma en el programa PeakSimple.....	40
<b>Figura 3.11.</b>	Medidor multifásico MPFM 1900VI.....	41
<b>Figura 3.12.</b>	Composición de la corriente de gas “gas separador”.....	44
<b>Figura 3.13.</b>	Propiedades de la corriente de gas “gas separador”.....	44
<b>Figura 3.14.</b>	Parámetros de enfriador instalado en el proceso.....	45

<b>Figura 3.15.</b> Parámetro de separador bifásico.....	45
<b>Figura 3.16.</b> Parámetros del calentador.....	46
<b>Figura 4.1.</b> Esquema de instalación de grupos electrógenos.....	48
<b>Figura 4.2.</b> Esquema de instalación de grupos electrógenos.....	49
<b>Figura 4.3.</b> Esquema de interconexión de grupos electrógenos.....	50
<b>Figura 4.4.</b> KW-h versus el consumo de diesel en Gl-h.....	51
<b>Figura 4.5.</b> Producción de gas en el primer trimestre del año 2013.....	52
<b>Figura 4.6.</b> Tendencia de producción de gas desde el mes de enero hasta marzo del 2013.....	54
<b>Figura 4.7.</b> Resumen de valores obtenidos en el primer trimestre del 2013.....	54
<b>Figura 4.8.</b> Representa el análisis del muestreo experimental.....	56
<b>Figura 4.9.</b> Planta de proceso de purificación de gas asociado al petróleo.....	57
<b>Figura 4.10.</b> Propiedades de la corriente de “Gas Separador”.....	57
<b>Figura 4.11.</b> Cooler E-100 y corriente de gas “1”.....	58
<b>Figura 4.12.</b> Vessel V-100, corrientes de gas “motor” y “sumidero”.....	59
<b>Figura 4.13.</b> Heater instalado en el proceso.....	59
<b>Figura 4.14.</b> Corriente de salida de Heater “Manifold motor”.....	60
<b>Figura 4.15.</b> (Caterpillar, 2002) Derateo de potencia por número de calidad de combustible.....	64
<b>Figura 4.16.</b> (Caterpillar, 2002) Derateo de potencia por temperatura/altura de operación.....	65
<b>Figura 5.1.</b> Diagrama de bloques del proceso.....	67
<b>Figura 5.2.</b> Diagrama del proceso proyectado.....	75

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2.1.</b> Componentes de los gases asociados al petróleo.....	8
<b>Tabla 2.2.</b> Tipos de generación utilizando gas, ventajas y desventajas.....	11
<b>Tabla 3.1.</b> Variable Independiente.....	32
<b>Tabla 3.2.</b> Variable Dependiente.....	33
<b>Tabla 4.1.</b> Datos de placa del motor 3512 Caterpillar.....	48

<b>Tabla 4.2.</b> Datos de placa del generador KATO.....	49
<b>Tabla 4.3.</b> Demanda diaria en grupos electrógenos y consumo de diesel.....	50
<b>Tabla 4.4.</b> Resumen costo de combustible.....	51
<b>Tabla 4.5.</b> Producción de gas en el día 31 de marzo del 2013.....	53
<b>Tabla 4.6</b> Datos de las muestra realizadas con el Cromatógrafo y calculo de poder calorífico inferior (PCI) y poder calorífico superior (PCS).....	55
<b>Tabla 4.7.</b> Media, desviación y coeficiente de variación de (PCI) y (PCS) de las muestras.....	56
<b>Tabla 4.8.</b> Corrección de poder calórico de muestras en función de los gases a utilizarse luego de limpieza del gas.....	61
<b>Tabla 4.9.</b> Cálculo de PCS y PCI por el Hysys 8.0.....	61
<b>Tabla 4.10.</b> Tabla de propiedades de gas tratado .....	62
<b>Tabla 4.11.</b> Consumo de combustible de motores a gas G3500.....	63
<b>Tabla 5.1.</b> Desglose de costos fijos para la instalación de un motor a gas G3516 LE.....	68
<b>Tabla 5.2.</b> Gastos operativos (OPEX).....	69
<b>Tabla 5.3.</b> Ahorro de dinero al tener apagado un motor 3512 diesel.....	69
<b>Tabla 5.4.</b> Desglose de costos mano de obra para la instalación de un motor a gas G3516 LE.....	69
<b>Tabla 5.5.</b> Personal involucrado para la instalación de un motor a gas G3516 LE.....	70
<b>Tabla 5.6.</b> Interpretación del Valor Presente Neto.....	71
<b>Tabla 5.7.</b> Interpretación de la Tasa Interna de Retorno.....	72
<b>Tabla5.8.</b> Tabla de flujo de proyecto y costo anual de energía.....	72
<b>Tabla 5.9.</b> Comparativo de emisiones a la atmosfera de G3516 LE y 3512 Diesel.....	73
<b>Tabla 5.10.</b> Cronograma preliminar del proyecto.....	77

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI  
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**PROGRAMA: “MAESTRÍA EN GESTIÓN DE ENERGÍAS”**

**TÍTULO:**

“Evaluación del poder calórico en el gas asociado del PAD OSO B del bloque 7 de Petroamazonas E.P. en el año 2013 para cogeneración de energía eléctrica. Propuesta de la técnica más adecuada.”

Autor: Ing. Fernando Corrales Suárez

Tutor: PhD. Velázquez del Rosario Alberto.

Fecha: Junio del 2014

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

**DIRECCIÓN DE POSTRADOS**

**PROGRAMA: “MAESTRÍA EN GESTIÓN DE ENERGÍAS”**

**TITULO:**

“Evaluación del poder calorífico en el gas asociado del PAD OSO B del bloque 7 de Petroamazonas E.P. en el año 2013 para cogeneración de energía eléctrica. Propuesta de la técnica más adecuada.”

**Autor:** CORRALES SUÁREZ Fernando

**Tutor:** PhD. VELÁZQUEZ DEL ROSARIO Alberto

**RESUMEN**

En el presente trabajo se realiza un estudio teórico y experimental del volumen producido y poder calorífico del gas asociado al petróleo en el Pad OSO B de Petroamazonas E.P, Con el objeto de aprovechar el potencial calorífico que al momento es desperdiciado en la combustión al medio ambiente en el mechero de la plataforma de producción, proponiendo una alternativa eficiente y versátil que sea capaz de integrarse al sistema actual de generación reduciendo costos de operación y disminuyendo la contaminación ambiental. La revisión bibliográfica, pone en evidencia los alcances de los trabajos realizados en cuanto a metodologías de obtención de poder calorífico, simulación de sistemas de tratamientos de gases y su purificación además de identificar las diferentes tecnologías que utilizan gas como combustible. Se parte de un registro en campo del volumen y un estudio experimental donde se caracteriza su poder calorífico inferior y superior en cuanto a las fracciones molares de sus componentes, y se realiza una corrección del volumen y poder calorífico en función de los componentes que se pueden utilizar de manera eficiente mediante el uso del simulador de procesos Hysys 8.0, a partir de ahí se lleva a cabo la evaluación de una técnica adecuada para generación de energía eléctrica utilizando el gas asociado al petróleo como combustible y mediante la identificación de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas, obteniendo finalmente la utilización de un motogenerador a gas de hasta 998KW como técnica más adecuada de utilización, puesto que el volumen y poder calorífico después del tratamiento es 748 m<sup>3</sup> /hora y 52MJ/m<sup>3</sup>, óptimo para este tipo de máquina, disminuyendo con esto los costos de operación e impactos ambientales de manera eficiente puesto que reemplazara en el funcionamiento de un motor a diesel que produce 6.06 lb/h de NO<sub>2</sub> y 1.43 lb/h de CO

**Descriptor:** Gas asociado al petróleo, poder calorífico, motores de combustión interna a gas, energía.

**TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI  
POSTGRADUATE COLLEGE  
MASTER DEGREE IN ENERGY MANAGEMENT**

**TITULO:** "Evaluation of the caloric power in the gas associated of the PAD OSO B in the block 7 of Petroamazonas E.P. during the year 2013 for electric power cogeneration. Proposal of the most appropriate technique"

**Author:** CORRALES SUÁREZ, Fernando

**Tutor:** PhD. VELÁZQUEZ DEL ROSARIO Alberto

**ABSTRACT**

In this research work we can find a theory and experimental volume study and heating power of the gas associated with oil in the Pad OSO B in PETROAMAZONAS E P, in order to instead the caloric potential that is unusual in the combustion to the environment in the production platform lighter suggesting a versatile and efficient alternative that could be capable of integrate at the actual system of generation reducing operation costs and decreasing the environmental pollution. The bibliography revision shows the results in realized works about to the methodology for obtaining the caloric power, gas treatment systems and purification techniques therefore to identify the different techniques that use gas as fuel with a volume field register and an experimental study where is characterized the superior and inferior calorific power according to the molar fractions of their components and realize a volume and calorific power correction in function of the components that could use in an efficient form through the use of process simulator Hysys 8.0 with this we can carry the evaluation of an adequate technique in order to generate electric energy. We analyze the techniques could use the gas with oil like a fuel through the strength, opportunities, weakness and threats, finally obtaining the use of a gas motogenerator of 998KW as an adequate technique use because of the volume and calorific power after the treatment is 748m<sup>3</sup>/h and 52 MJ/m<sup>3</sup>, optimize for this type of machine decreasing with this the operation costs and environmental impacts in an efficient way because it will replace in the function of a diesel motor that produce 6.06 lb/h de NO<sub>2</sub> y 1.43 lb/h de CO

**Descriptors:** Associated gas to oil, caloric power, internal combustion gas motors, energy

Firma del Aval...  .....

MSc. Lorena González.

100237727-1

## INTRODUCCIÓN

A nivel mundial se ha incrementado el consumo de portadores energéticos y energía eléctrica de manera abrupta, y en el Ecuador no ha sido excepción, la industria y comercio necesitan cada día más energía para realizar sus actividades diarias y satisfacer sus respectivos mercados, es así que en nuestro país la principal energía eléctrica que se consume es la suministrada por las hidroeléctricas, pero no es suficiente para cubrir la demanda y es cubierta por la termoeléctricas que utilizan combustibles de fósiles como diesel y petróleo para la producción de energía eléctrica, el costo final de producción del kWh de una central térmica le triplica a la hidráulica debido al costo logística que representa llegar a los centros de generación y combustible no subsidiado.

En la industria petrolera y energética se ha logrado trabajar e identificar técnicas y tecnologías para aprovechar los portadores energéticos del gas asociado al petróleo y generar energía eléctrica como caso más común.

La conservación del medio ambiente con la utilización de energías renovables, y cogeneración se están desarrollando notablemente para asegurar un futuro saludable para las nuevas generaciones.

El presente trabajo tiene como propósito caracterizar el gas asociado al petróleo en el campo OSO B. Se ha escogido esta plataforma de producción por reunir características necesarias para determinar las propiedades físicas y químicas del gas e identificar la técnica más adecuada de aprovechamiento para generar energía eléctrica, logrando así evitar el desperdicio del poder calorífico que al momento se combustiona al medio ambiente. En cuanto a la estructura de la tesis, los capítulos, están estructurados de la manera siguiente:

En el capítulo 1, se analiza el problema de investigación, se realiza la contextualización a niveles macro, meso y micro; se determina el objeto y campo de la investigación, la justificación y se enuncian los objetivos.



En el capítulo 2, se señalan el marco teórico, antecedentes investigativos en los que se describen opiniones y explicaciones de la problemática planteada en este trabajo investigativo

En el capítulo 3, se presenta la metodología para realizar la investigación

En el capítulo 4, se presenta el análisis de los resultados obtenidos por los instrumentos aplicados, tablas y gráficos generados a partir de la información recolectada y tabulada

En el capítulo 5, se plantea la propuesta, el análisis económico e impacto ambiental al aprovechar eficientemente el gas asociado al petróleo como combustible para generación de energía eléctrica, se elabora un plan de ejecución preliminar del proyecto y finalmente se formulan las conclusiones y recomendaciones pertinentes basadas en los resultados de la investigación.

## **CAPITULO I**

### **EL PROBLEMA**

Se analiza el problema de Investigación, se realiza la contextualización a niveles macro, meso y micro; se determina el objeto y campo de la investigación, la justificación y se plantean los respectivos objetivos.

#### **1.1. Antecedentes del problema**

En el planeta existe varias maneras de producir energía eléctrica, entre las más representativas la hidráulica, nuclear y térmica, las dos primeras utilizan como principio el potencial energético del agua y la tercera utiliza el poder calórico del petróleo o sus derivados para mover un motor de combustión interna y generar electricidad.

Según el informe de la OLADE 2009, en el Ecuador el porcentaje de energía eléctrica producida a través de la utilización de gas combustible asociado al petróleo, ocupa el segundo lugar.

En el Ecuador, las principales fuentes de energía eléctrica son las centrales hidráulicas, de las cuales se transporta a grandes distancias por líneas de transmisión de 230, 138, 69 kilovoltios por un sistema de distribución formado por subestaciones reductoras de voltaje hasta llegar a la mayoría de industrias y hogares del país, otra técnica de generar electricidad es la térmica a través de combustibles fósiles, en lugares donde no se puede llegar con las redes de distribución se genera con grupos electrógenos, turbinas de vapor o gas de diferentes marcas que utilizan como combustible generalmente diesel en potencias menores a 2000 kW y petróleo o gas o la sistemas dual en potencias mayores llegando hasta los 10000 kW.

En el Ecuador se extrae petróleo de la región amazónica donde la forma más sencilla pero no la más barata para generar energía eléctrica es la utilización de grupos electrógenos de menos de 2000 kW que utilizan diesel como combustible.

El alto costo que representa usar diesel no subsidiado para la generación de energía eléctrica ha significado un elevado gasto económico más aún si se suman los problemas ambientales y logísticos.

En las locaciones se utilizan grandes cantidades de energía para procesar y separar el crudo petróleo y gas, el excedente del proceso de extracción de crudo es el agua de formación que es reinyectado nuevamente a la tierra y el gas asociado al petróleo que es una mezcla de metano, propano, butano, hexanos, CO<sub>2</sub>, nitrógeno, y en muchas ocasiones H<sub>2</sub>S no deben ser expulsados directamente a la atmosfera debido a que son gases que aceleran el efecto invernadero, al ser combustionados en las Tea para que se conviertan en CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O. Estos gases poseen una energía calórica que en nuestro país y en la mayoría de los Well Pad de producción y plantas de separación de crudo no es aprovechado traduciéndose en una gran pérdida de energía, posiblemente porque no se han realizado estudios donde se explique de una manera sistemática la manera de aprovechar el potencial calórico que tiene el gas asociado al petróleo y que actualmente se desperdicia en la combustión al ambiente y en la planta de separación del Well Pad Oso B, no hay diferencia el gas producto de la separación es desperdiciado en la combustión en sus mecheros.

## **1.2. Formulación del problema**

La combustión al medio ambiente de los gases asociados al petróleo producto del proceso de separación de crudo del PAD OSO B del bloque 7 de Petroamazonas E.P constituye una pérdida energética y contaminación ambiental.

## **1.3. Objeto de estudio**

Los gases del proceso de separación y transportación de crudo del PAD OSO B.

## **1.4. Justificación de la investigación**

En la última década las empresas tratan de operar los campos petroleros de manera eficiente, sustentable y segura, con responsabilidad social y ambiental, para contribuir al desarrollo energético del país.

Existe un compromiso por la optimización de energía eléctrica con el fin de optimizar recursos y reducir impactos al medio ambiente, reducir costos operativos y mejorar la confiabilidad, orientado al incremento de la producción y reducción de gasto operacional utilizado para generación eléctrica.

Se considera pertinente el desarrollo de este proyecto bajo la denominación del tema señalado anteriormente ya que este estudio de factibilidad de generación a gas que servirá como un valioso instrumento de guía para todas las personas que se interesan por aprovechar al máximo los recursos energéticos porque describe la caracterización del gas asociado al petróleo y su aplicación, el cómo se va a realizar, los recursos a emplear, cronograma de actividades, y los métodos de control y monitoreo a utilizar.

Permitiendo aportar a futuras investigaciones al servir como modelo para otros proyectos.

Al realizar este estudio se afianzaran los conocimientos teóricos y prácticos que permitirán conseguir mayor alcance académico como también ventajas competitivas en el mundo laboral.

#### **1.4.1. Objetivo General**

- Obtener el poder calórico de los gases asociados producto de la separación de crudo del PAD OSO B del Bloque 7 de Petroamazonas E.P.
- Proponer la tecnología más adecuada para la cogeneración de energía eléctrica utilizando los gases asociados en el PAD OSO B del Bloque 7 de Petroamazonas E.P.

#### **1.4.2. Campo de acción**

El poder calórico de los gases asociados al petróleo que son producto de la separación de crudo en el PAD OSO B de Petroamazonas E.P.

### **1.4.3. Objetivos Específicos:**

- Establecer el estado del arte sobre el uso de los gases acompañantes en los pozos petroleros
- Caracterizar el gas asociado al petróleo en el PAD OSO B
- Determinar la viabilidad de utilización de los gases asociados en el PAD OSO B en la cogeneración de energía eléctrica
- Identificar las tecnologías de cogeneración de energía eléctrica que utilizan el gas asociado como combustible
- Seleccionar la tecnología más adecuada para aprovechar el gas asociado que se está combustionando en la TEA del PAD OSO B del Bloque 7 de Petroamazonas E.P en la cogeneración de energía eléctrica

### **1.5. Hipótesis**

Mediante la caracterización de los gases asociados al petróleo del PAD OSOB del bloque 7 de Petroamazonas es posible el aprovechamiento de su potencial energético a través de una técnica adecuada para la generación de energía eléctrica.

### **Conclusiones del capítulo**

- Se determina los elementos estructurales del diseño de la investigación, logrando centrar las líneas primordiales de trabajo para el desarrollo de la tesis.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

Se evalúa el marco teórico, antecedentes investigativos en los que se describen la problemática planteada, así como conceptualización y las fundamentaciones respectivas

#### 2.1. Antecedentes.

##### - Bloques Petroleros

El Estado Ecuatoriano cuenta con 60 bloques petroleros, incluidos los de la décima primera ronda petrolera tiene 41 bloques petroleros activos, de los cuales 8 están en la región costera y en el mar territorial, mientras que 33 bloques están en la Amazonía (Arequipa, 2013; Loyo, 2013)

##### - Facilidades de producción

Las Facilidades de producción comprende los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores de crudo, gas, agua e impurezas (Arequipa, 2013)

##### - Uso gas natural

El gas es un combustible que en los últimos años representa una gran expansión en su utilización,

Datos gas natural 2012	
Consumo de gas natural América Latina	679 millones m <sup>3</sup>
Consumo de gas natural América Latina	642 millones m <sup>3</sup>
Reservas probadas gas natural en A. latina	7 billones de m <sup>3</sup>

**Fuente:** Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), (2013) sobre la base de British Petroleum (BP), *Statistical review of World Energy*, (2012)

Con relación a la evolución del consumo de la energía por sectores, desde el año 1970 se reporta un crecimiento acelerado en el sector transporte (2009 – 61 %), mientras que el sector residencial se ha mantenido constante (2009 – 17 %); (MEER, 2009).

El Gas asociado es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos (González J et al, 1994) (Tabla 2.1).

**Tabla 2.1.** Componentes de los gases asociados al petróleo

COMPONENTE	GAS ASOCIADO
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 %
Acido sulfúrico (H <sub>2</sub> S)	0-5 %

Para determinar el porcentaje de composición de los gases presentes se realiza mediante la cromatografía de gases, la cromatografía de gases es una técnica que por su rapidez y buena resolución se han aplicado al análisis de muestras complejas de hidrocarburos. Se podría generalizar diciendo que las columnas y detectores en cromatografía de gases son más específicos que en la cromatografía líquida, siendo también los volúmenes de muestras empleados menores debido a la menor capacidad de las columnas, sin embargo se debe recordar que las columnas capilares en cromatografía de gases tiene mayor número de platos teóricos por lo que la separación es más eficiente (Baquero, 2006).

Entidades relacionados con el tema como la ASTM<sup>1</sup> con el documento ASTM D3588 (Anexo 1) dan valores de poder calórico superior y poder calórico inferior de los principales gases que acompañan al petróleo.

---

<sup>1</sup> ASTM: American Society for Testing and Material

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados. Respecto a la fase de extracción, la única incidencia medioambiental está ligada a los pozos en los que el gas natural se encuentra ligado a yacimientos de petróleo que carecen de sistemas de reinyección. En esos casos el gas se considera como un subproducto y se quema en antorchas. Por otro lado, la transformación es mínima, limitándose a una fase de purificación y en algunos casos, eliminación de componentes pesados, sin emisión de efluentes ni producción de escorias (Ministerio de industria Energía y Turismo España, 2012).

Posteriormente es separar los componentes para lograr separar los gases más ricos del metano y etano que son los óptimos para la utilización. El objetivo de una batería de separación y estabilización de gas es recibir una corriente multifase de hidrocarburos y producir tres corrientes de proceso: una de gas (compuesta por  $\text{CH}_4$ - $\text{C}_3\text{H}_8$  más gases incondensables), una de líquidos condensados de gas (normalmente  $\text{C}_3\text{H}_8$ - $\text{C}_5\text{H}_{12+}$ ) y una corriente de agua. La batería debe también preparar las corrientes de gas y condensados para su posterior transporte en ducto. A pesar de que el fundamento físico del proceso es relativamente simple, el diseño y operación de estas plantas plantea un reto técnico-económico importante.

Para asegurar el desempeño adecuado del proceso es necesario establecer la relación óptima entre el volumen de condensados y el volumen de gas que se puede recuperar (Echeverría, 2009).

Las consecuencias atmosféricas del uso del gas natural son menores que las de otros combustibles porque menor cantidad de residuos producidos en la combustión permite su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos o en el sector terciario, evitando los procesos de transformación como los que tienen lugar en las plantas de refino del crudo.

La pureza del combustible lo hace apropiado para su empleo con las tecnologías más eficientes: generación de electricidad mediante ciclos combinados, la producción simultánea de calor y electricidad mediante sistemas de cogeneración, climatización



mediante dispositivos de compresión y absorción (Ministerio de industria Energía y Turismo España, 2012).

Se puede emplear como combustible para servicios privados como públicos, mejorando la calidad medioambiental del aire de las grandes ciudades.

El gas natural como cualquier otro combustible produce  $\text{CO}_2$ ; sin embargo, debido a la alta proporción de hidrógeno y carbono de sus moléculas, sus emisiones son de 40 a 50 % menores de las del carbón y 25 a 30 % menores de las del fuel-oíl.

Emisiones de  $\text{NO}_x$  especialmente en procesos industriales y en motores alternativos, alcanzándole proporciones del 95-98 % de  $\text{NO}$  y del 2-5 % de  $\text{NO}_2$ . Dichos óxidos, por su carácter ácido contribuyen, junto con el  $\text{SO}_2$  a la lluvia ácida y a la formación del "smog" (término anglosajón que se refiere a la mezcla de humedad y humo que se produce en invierno sobre las grandes ciudades).

La propia composición del gas natural genera dos veces menos emisiones de  $\text{NO}_x$  que el carbón y 2,5 veces menos que el fuel-oíl. Las modernas instalaciones tienen a reducir las emisiones actuando sobre la temperatura, concentración de nitrógeno y tiempos de residencia o eliminándolo una vez formado mediante dispositivos de reducción catalítica.

Emisiones de  $\text{SO}_2$  se trata del principal causante de la lluvia ácida, que a su vez es el responsable de la destrucción de los bosques y la acidificación de los lagos. El gas natural tiene un contenido en azufre inferior a las 10 ppm (partes por millón) en forma de odorizante, por lo que la emisión de  $\text{SO}_2$  en su combustión es 150 veces menor a la del gas-oíl, 1500 veces menor que la del carbón y 2500 veces menor que la que emite el fuel-oíl.

Emisiones de metano, que constituye el principal componente del gas natural es un causante del efecto invernadero más potente que el  $\text{CO}_2$ , aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el del  $\text{CO}_2$  de acuerdo

con estudios independientes, las pérdidas directas de gas natural durante la extracción, transporte y distribución a nivel mundial, se han estimado en 1 % del total del gas transportado (Ministerio de industria Energía y Turismo España, 2012).

El gas natural se caracteriza por la ausencia de cualquier tipo de impurezas y residuos, lo que descarta cualquier emisión de partículas sólidas, hollines y humos, además permite, en muchos casos el uso de los gases de combustión de forma directa (cogeneración) o el empleo en motores de combustión interna fuel-oíl (Ministerio de Turismo España, 2012).

Se resumen los principales tipos de técnicas para utilizar el gas como combustible y generar energía eléctrica (Tabla 2.2).

**Tabla 2.2.** Tipos de generación utilizando gas, ventajas y desventajas

<b>Tipos</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Inconvenientes</b>
<b>Turbinas de Gas</b>	· Amplio rango de aplicaciones	· Limitaciones debidas al fuel
	· Gran fiabilidad	· Periodo de Vida
	· Calor de alta temperatura	relativamente corto
	· Rango de 5 a 100 MW	(<15años)
	· Gases con un alto contenido en Oxigeno	
<b>Turbina de Vapor</b>	· Rendimiento global alto	· Baja proporción electricidad
	· Gran seguridad	/ calor
	· Se puede usar cualquier tipo de Fuel	· No permite alcanzar un alto poder eléctrico
	· Largo periodo de vida (>15años)	· Gran coste económico
		· Arranque lento
<b>Motor Alternativo</b>	· Alta proporción electricidad/calor	· Alto coste de
	· Gran rendimiento eléctrico	Mantenimiento
	· Bajo costo	· La energía calorífica se
	· Largo periodo de vida (>15años)	dispersa en grandes
	· Puede adaptarse a fácilmente a variaciones según la demanda	cantidades y a baja Temperatura

**Fuente:** Cisneros (2003) Integración de la Cogeneración en el Mercado Eléctrico

Se han encontrado estudios relacionados con el tema de investigación entre uno de ellos se destaca los estudios de cogeneración que indican que el objetivo de la cogeneración es maximizar rendimiento térmico y lograr un rendimiento global (Arrosemena, 2008)

Así mismo existen libros como el del autor (Villares, 2003) en el que explica la viabilidad y un cálculo simplificado de la rentabilidad de un sistema de cogeneración.

### 2.1.1. Fundamentación Teórica

Las propiedades de los componentes del gas asociado al petróleo (Parra, 2003; Barluenga, 1987) son los siguientes:

#### Metano (CH<sub>4</sub> o C1)

Estado de agregación	Gas
Apariencia	Incoloro
Densidad	0,717 kg/m <sup>3</sup> ; 0,000717 g/cm <sup>3</sup>
Masa molar	16,04 g/mol
Punto de fusión	90,6 K (-183 °C)
Punto de ebullición	111,55 K (-162 °C)
Punto de inflamabilidad	85,15 K (-188 °C)
Temperatura de auto ignición	810,15 K (537 °C)
Poder Calorífico	911 BTU/ft <sup>3</sup> ( 33,9 MJ/m <sup>3</sup> )

#### Propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> o C3)

Estado de agregación	Gas
Apariencia	Incoloro
Densidad	1,83 kg/m <sup>3</sup> ; 0,00183 g/cm <sup>3</sup>
Masa molar	44 g/mol
Punto de fusión	85,5 K (-188 °C)
Punto de ebullición	231,05 K (-42 °C)
Temperatura crítica	367,15 K (94 °C)
Punto de inflamabilidad	169,15 K (-104 °C)
Poder Calorífico	2353 BTU/ft <sup>3</sup> ( 87,6 MJ/m <sup>3</sup> )

**Butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> o C4)**

Estado de agregación	Gas
Apariencia	Incoloro
Densidad	2,52 kg/m <sup>3</sup> ; 0,00252 g/cm <sup>3</sup>
Masa molar	58,08 g/mol
Punto de fusión	134,9 K (-138 °C)
Punto de ebullición	272,7 K (-0 °C)
Temperatura crítica	425 K (152 °C)
Punto de inflamabilidad	213 K (-60 °C)
Poder Calorífico	3101 BTU/ft <sup>3</sup> ( 115MJ/m <sup>3</sup> )

**Pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> o C5)**

Estado de agregación	Líquido
Apariencia	Incoloro
Densidad	630 kg/m <sup>3</sup> ; 0,63 g/cm <sup>3</sup>
Masa molar	72,15 g/mol
Punto de fusión	143,3 K (-130 °C)
Punto de ebullición	309,1 K (36 °C)
Temperatura crítica	469,8 K (197 °C)
Punto de inflamabilidad	233 K (-40 °C)
Poder Calorífico	3709 BTU/ft <sup>3</sup> ( 164 MJ/m <sup>3</sup> )

**Hexano o n-hexano**

Estado de agregación	Líquido
Apariencia	Incoloro
Densidad	654,8 kg/m <sup>3</sup> ; 0,6548 g/cm <sup>3</sup>
Masa molar	86,18 g/mol
Punto de fusión	178 K (-95 °C)
Punto de ebullición	342 K (69 °C)
Temperatura crítica	507,6 K (234 °C)
Poder calorífico	4404 BTU/ft <sup>3</sup> ( 164 MJ/m <sup>3</sup> )

**Heptano**

Estado de agregación	Líquido
----------------------	---------

Apariencia	Incoloro
Densidad	683,8 kg/m <sup>3</sup> ; 0,6838 g/cm <sup>3</sup>
Masa molar	100,2019 g/mol
Punto de fusión	182,6 K (-91 °C)
Punto de ebullición	371,5 K (98 °C)
Temperatura crítica	540 K (267 °C)
Poder Calorífico	5101 BTU/ft <sup>3</sup> ( 190MJ/m <sup>3</sup> )

### **CO<sub>2</sub>**

Estado de agregación	Gas
Apariencia	gas incoloro
Densidad	1.870 kg/m <sup>3</sup> ; 0,00187 g/cm <sup>3</sup>
Masa molar	44,01 g/mol
Punto de fusión	194,7 K (-78 °C)
Punto de ebullición	216 K (-57 °C)
Poder calorífico	0

### **Nitrógeno**

Estado ordinario	Gas
Densidad	1,2506 kg/m <sup>3</sup>
Punto de fusión	63,14 K (-210 °C)
Punto de ebullición	77,35 K (-196 °C)
Poder calorífico	0

#### **- Poder calorífico del gas**

Se denomina poder calorífico de un gas combustible la cantidad de calor que desprende en la combustión completa una unidad de masa o volumen de gas

#### **- Poder calorífico superior**

Es la cantidad de calor que desprende en la combustión completa una unidad de masa o de volumen de gas cuando los productos de la combustión son enfriados hasta la condensación del vapor de agua que contienen

- **Poder calorífico inferior**

Es la cantidad de calor que desprende en la combustión completa una unidad de masa o de volumen de gas cuando los productos de la combustión son enfriados sin que llegue a producirse la condensación del vapor de agua

- **Métodos para determinar el poder calórico**

Existen varios métodos para determinar el poder calórico de los gases los más importantes se citan a continuación:

- **Cromatografía de gases**

La cromatografía de gases es una técnica de separación, su capacidad para resolver muestras complejas ha conducido a utilizarla como técnica analítica debido a su capacidad de separación y sensibilidad a la hora de analizar muestras volátiles.

Para realizar una separación mediante cromatografía de gases, se inyecta una pequeña cantidad de la muestra a separar en una corriente de un gas inerte a elevada temperatura; esta corriente atraviesa una columna cromatografía que separa los componentes de la mezcla por medio de un mecanismo de partición cuando se trata de un gas líquido, y de adsorción cuando se trata de un gas sólido o la mezcla de ambos. Los componentes separados, emergerán de la columna a intervalos discretos y pasaran a través de un sistema de detección adecuado, o son dirigidos hacia un dispositivo que recoge las muestras (Baquero, 2006).

- **Bombas calorimétricas**

Por medio de calorímetros, para combustibles sólidos, líquidos y gaseosos

Se mide transfiriendo la energía calórica que genera el combustible, a otro elemento (agua, alcohol, o aceite)

Existen varios tipos de bombas calorimétricas tales como la Atwater, Davis, Emerson, Mahler, Parr, Peters y Williams. Una de estas bombas, el calorímetro no adiabático de Emerson.

### - **Software para calculo de poder calórico ZGas 3**

Realiza todos aquellos cálculos habitualmente requeridos en la tecnología de mediciones del gas natural según los métodos de AGA 7, AGA 8, AGA 10, AGA 3, ISO 6976 e ISO 12213 (Soluciones de software para Ingeniería, 2005).

Una herramienta imprescindible en tareas de análisis y detección de errores, calibración de instrumentos, verificaciones de campo, certificaciones de conformidad, entre otros.

Es un complemento didáctico ideal de las normas facilitando su conocimiento, interpretación y aplicación.

Métodos de cálculo:

- Caracterización detallada y simplificadas 1 y 2 según AGA 8<sup>2</sup>
- Caracterización detallada y simplificada 1 según ISO 12213:1997<sup>3</sup>
- Caracterización simplificada según AGA NX19

### - **Medición dinámica de flujo**

Es la medición de un fluido en movimiento utilizando un dispositivo o equipos electromecánicos que se encuentran en línea. Estos equipos están diseñados para determinar los volúmenes correspondientes a las transferencias de custodia o control de procesos (Arequipa, 2013)

### - **Medidor de flujo multifásico (ROXAR)**

Las fracciones de petróleo, agua y gas presentes en la mezcla, pueden ser determinadas por medio de los sensores inductivos, capacitivos y el densímetro gamma. La velocidad del fluido en cambio puede ser obtenida a través del venturi en el equipo.

---

<sup>2</sup>American Gas Association Reports

<sup>3</sup>International Standard *ISO 12213: 1997 (E)*. Natural Gas: Calculation of Compression Factor. Part 1:

---

El flujo en línea pasa a través de un orificio de admisión a una sección recta y corta de tubo horizontal que conduce a una invertida con un extremo horizontal cerrado. Esta “T” ciega acondiciona y dirige el flujo hacia arriba por una sección de tipo venturi del medidor. La presión se mide antes que el fluido ingrese al medidor.

El detector de rayos gamma espectral de energía dual se encuentra instalado en uno de los lados de la sección de tipo venturi, y mide las tasas de conteo radioactivas asociadas con la atenuación de rayos gamma y a través de la mezcla de los fluidos en los niveles de energía (Canguí & Salazar, 2011).

### **2.1.2. Calidad del combustible gaseoso**

Los combustibles gaseosos son una mezcla de diferentes gases hidrocarburos y otros elementos gaseosos como el oxígeno y nitrógeno, agua vaporizada y varios contaminantes, algunos de los cuales son potencialmente dañinos al paso del tiempo

La calidad del combustible está basada en la cantidad de energía por unidad de volumen y la cantidad de contaminantes en este.

#### **- Procesamiento del gas natural**

Un tanque de separación súbita, igual a los que se emplean en los procesos de separación primaria de hidrocarburos, opera bajo este principio de separación de fases, el cual tiene como objetivo la obtención de gas y condensados amargos en sus respectivas fases. Para determinar la presión y temperatura a las cuales se darán se debe conocer las características de dichos componentes, sus porcentajes molares, sus propiedades termodinámicas de equilibrio particulares y el empleo de una ecuación de estado (Smith y Van Ness, 1997)

Las ecuaciones de estado termodinámicas relacionan la presión, temperatura y composición del sistema total con la composición de las fases y la cantidad en número de moles, datos que son de importancia en la industria de la separación primaria (Echeverría, 2009)



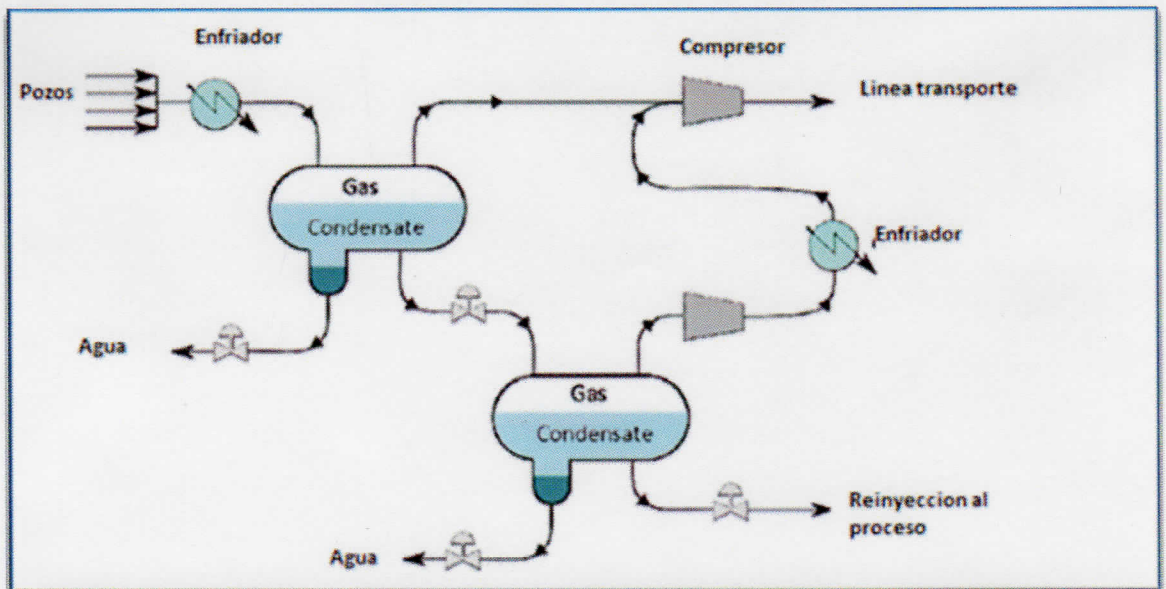
- **Remoción de condensados y agua**

Los condensados son llamados también gasolina natural, porque se compone de hidrocarburos cuyo punto de ebullición está en el rango de la gasolina

Su composición puede ser:

- H<sub>2</sub>S
- Mercaptanos
- CO<sub>2</sub>
- Alcanos (de entre 2 y 12 átomos de carbono)
- Ciclohexano (C<sub>6</sub>H<sub>12</sub>)
- Aromáticos (benceno, tolueno, xileno, etilbenceno)

En la figura 2.1 se muestra un diagrama donde se observa el proceso de separación de condensado, donde atraviesa un enfriador, separadores y finalmente el transporte por una línea de producción.



**Figura 2.1.** Diagrama de remoción de condensados

### - **Endulzamiento**

El endulzamiento se hace con el fin de remover el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub> del Gas Natural, se llama así porque se remueven los olores amargos y sucios.

Se llaman gases ácidos, porque en presencia de agua forman ácidos, existen varios procesos:

- Tratamiento de gas con aminas
- Proceso Benfield

Los productos de éste proceso, son gas dulce, húmedo y gases ácidos

### - **Recuperación del azufre**

El gas ácido compuesto de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> proveniente del proceso de endulzamiento se envía a una unidad de recuperación de azufre, en esta unidad alrededor de entre (90-97) % del H<sub>2</sub>S contenido en el gas, es convertido en azufre elemental o en ácido sulfúrico. El proceso Claus es el más común para recuperar azufre

### - **Deshidratación y remoción de mercurio**

Se remueve el vapor de agua mediante alguno de los siguientes procesos:

- Unidad de glicol líquido disecante que adsorbe el agua por contacto, usualmente trietilen glicol.
- Unidad Adsorción – Se utiliza un adsorbente sólido, como la zeolita que es un silicato de aluminio

### - **Rechazo de nitrógeno**

Existen tres métodos básicos para remover el nitrógeno del gas natural:

- destilación criogénica
- adsorción
- separación por membranas

El más común es la destilación criogénica, además se utiliza la destilación criogénica, para obtener separar y obtener los gases a diferentes temperaturas.

### **2.1.3. La simulación de procesos con gas natural**

En un proceso químico, la transformación de materias primas en los productos deseados habitualmente conlleva más de una etapa. El proceso suele constar de varias etapas de transformación intermedias que involucran la reacción, separación, mezcla, calentamiento, enfriamiento, cambio de presión, reducción o aumento del tamaño de partícula, una vez que se han seleccionado las etapas individuales, es necesario interconectarlas para llevar a cabo la transformación global.

El diseño de un proceso involucra una descripción abstracta de lo que se quiere, y otra descripción más detallada en cada una de las etapas del diseño, construcción y operación del proceso (Luque, 2005)

#### **- Simulador de Procesos Hysys 8.0**

El programa HYSYS es una extensión de un simulador denominado HYSIM – desarrollado por Hyprotech para simular procesos de gas natural, refinado de petróleo, petroquímica y combustibles sintéticos- el cual estaba inicialmente desarrollado sólo para llevar a cabo modelización en estado estacionario. Empleando HYSYS es posible llevar a cabo una simulación en estado estacionario, posteriormente adicionar controladores y activar el integrador para llevar a cabo una simulación dinámica.

Al igual que otros programas de simulación utiliza subrutinas o procedimientos para modelar las unidades de proceso, es capaz de propagar la información hacia adelante o hacia atrás a través de una operación unitaria. Esto hace que en muchos casos sean innecesarios cálculos iterativos. Cuando se suministra cualquier información nueva, el programa determina automáticamente qué nueva información puede calcularse. A continuación, pasa esta información a cualquier otra operación, conectada a la que dio lugar al cálculo, que a su vez repetirá este proceso hasta que ya no pueda determinarse nueva información. Esto hace que el programa sea rápido y fácil de usar. Además, al igual que otros simuladores, HYSYS permite descomponer el

diagrama de flujo global en secciones, de forma que éstas se simulen de forma independiente por ejemplo, para la estimación de propiedades físicas (Luque, 2005)

#### 2.1.4. Utilización del gas en la industria

El gas natural en la industria se puede utilizar:

- **Centrales térmicas**

En una central térmica transforma la energía Química de un combustible gas, carbón, diesel, bunker, petróleo en energía eléctrica. En otras palabras es una instalación en donde la energía mecánica que se necesita para mover el generador y por tanto para obtener la energía eléctrica, la energía mecánica se obtiene a partir del vapor formado al hervir el agua en una caldera. Todas las centrales térmicas siguen un ciclo de producción de vapor destinado al accionamiento de las turbinas que mueven el rotor del alternador como muestra la Figura 2.2.

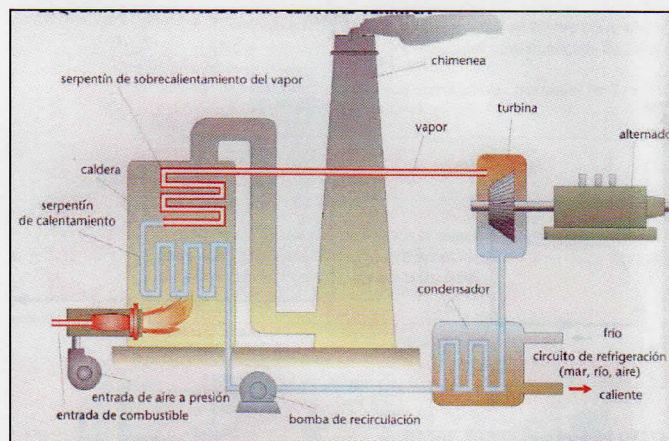


Figura 2.2. Central térmica de generación de energía eléctrica.

- **Turbinas a gas**

Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de combustión interna, donde a partir de la energía aportada por un combustible se produce energía mecánica y se genera una importante cantidad de calor en forma de gases calientes y con un alto porcentaje de oxígeno. El ciclo térmico que representa esta máquina es el ciclo Brayton. La máquina sigue un ciclo abierto, puesto que se renueva continuamente el fluido que

pasa a través de ella. El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes, producto de la combustión, fluyen a través de la turbina. Allí se expansionan y mueven el eje, que acciona el compresor de la turbina y el alternador (OPEXenergy, 2013).

Las características de una turbina a gas de 5,4 MW, es como se muestra a continuación en la figura 2.3, en la que presenta el consumo específico de combustible de 11,61 MJ/kWh (Siemens, 2013).



**Figura 2.3.** Características de la Turbina Siemens SGT-100 (Siemens, 2013)

#### - Motores a gas

Los motores a gas también llamados de encendido por chispa, pueden utilizar gas natural o gas LP o ambos. Los sistemas dobles, con gas natural como combustible primario y gas LP como respaldo.

Los factores principales en la instalación y operación exitosa de un sistema de gas son:

- El gas suministrado al generador debe ser de calidad aceptable.
- El suministro de gas debe tener suficiente presión mientras funciona a carga completa.

- El gas en volumen suficiente para soportar su operación. Esto es normalmente una cuestión de seleccionar el tamaño de la línea para que sea lo suficientemente grande para transportar el volumen de combustible necesario.

En el mercado se pueden encontrar motores de varias marcas uno de ellos es la serie G3500 Caterpillar a gas como se muestra (anexo 2), Aquí se puede observar las diferentes potencias que suministran estos equipos (Caterpillar, 2007).

## **2.2. Marco legal Vigente.**

Para establecer el marco legal es necesario mencionar la política nacional bajo la cual se desarrollan estos recursos energéticos, que se originan en la Constitución de la República del Ecuador, que entre sus articulados considera el uso de las energías alternativas, los cuales se transcriben a continuación:

“Artículo 15.- El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua.”

“Artículo 313.- El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.”

“Artículo 413.- El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua”.

“Artículo 414.- El Estado adoptará medidas adecuadas y transversales para la mitigación del cambio climático, mediante la limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero, de la deforestación y de la contaminación atmosférica; tomará

medidas para la conservación de los bosques y la vegetación, y protegerá a la población en riesgo.”

“Artículo 415.- El Estado Central y los Gobiernos Autónomos descentralizados adoptarán políticas integrales y participativas de ordenamiento territorial urbano de uso del suelo...Los gobiernos autónomos descentralizados desarrollarán programas de uso racional de agua y de reducción, reciclaje y tratamiento adecuado de desechos sólidos y líquidos.”

En el Plan Nacional de Desarrollo del Gobierno Nacional, denominado: “Plan Nacional del Buen Vivir 2009-2013”, establece algunos objetivos y políticas sobre el desarrollo de las energías alternativas:

“Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable”.

“Política 4.3: Diversificar la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles”<sup>1</sup>

El MEER en el año 2008 elaboró el documento denominado “Políticas Energéticas del Ecuador 2008 - 2020”, en la cual se destacan las políticas de Estado para el desarrollo sustentable del sector energético, relacionadas con las energías renovables que se transcriben a continuación:

“c) impulsar un modelo de desarrollo energético con tecnologías ambientalmente amigables;”

“d) formular y llevar adelante un Plan Energético Nacional, que defina la expansión optimizada del sector en el marco de un desarrollo sostenible;”

“f) promover el desarrollo sustentable de los recursos energéticos e impulsar proyectos con fuentes de generación renovable (hidroeléctrica, geotérmica, solar y eólica) y de nueva generación eléctrica eficiente, incluyendo la nuclear, excluyendo la generación con base en el uso del diesel;”

“n) reducir el consumo de combustibles en el transporte mediante la sustitución por gas natural comprimido – GNC, electricidad y la introducción de tecnologías híbridas.” Adicionalmente, se detallan las políticas para el desarrollo de biocombustibles, fomento del biogás, e impulso y desarrollo de la energía geotérmica”.

En lo que se respecta a leyes específicas vigentes para la promoción y desarrollo de las energías renovables o alternativas en el sector eléctrico, se tienen las siguientes disposiciones legales:

- Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) R.O.S. 43 del 10 de Octubre de 1996

Capítulo IX, Artículo 63, donde el Estado se compromete a fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales. En el Capítulo XI, Artículo 67 de la misma ley, se incluyen ciertas ventajas arancelarias, así como exoneraciones del Impuesto a la Renta para incentivar la producción energética basada en energía renovable como solar, eólica, geotérmica, biomasa, etc.

Art. 67.- Exonerase el pago de aranceles, demás impuestos adicionales y gravámenes que afecten a la importación de materiales y equipos no producidos en el país, para la investigación, producción, fabricación e instalación de sistemas destinados a la utilización de energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras previo el informe favorable del CONELEC.

Exonerase del pago de impuesto sobre la renta, durante cinco años a partir de su instalación a las empresas que, con su inversión, instalen y operen centrales de producción de electricidad usando los recursos energéticos no convencionales señalados en el inciso anterior.

- Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Art. 53, 77, que establece entre otras disposiciones las siguientes: “la operación de



centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetarán a regulaciones específicas del CONELEC”; y, “el Estado fomentará el uso de recursos energéticos renovables, no convencionales, con asignación prioritaria de fondos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM)”.

- Reglamento para Administración del FERUM, que define el destino de los fondos para nuevas obras, ampliación y mejoramiento de sistemas de distribución en sectores rurales o urbano-marginales; o, para sistemas de generación que utilicen energías renovables no convencionales, en sectores rurales.
- Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que determina que los generadores mayores a 1MW sincronizados al SIN deben realizar sus transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Esto es una dificultad para las mini y micro centrales hidroeléctricas, pues se conectan al nivel de voltaje de distribución. Igual, para los sistemas fotovoltaicos aislados o conectados a red, la reglamentación no es aplicable obliga a la instalación de medidores costosos.
- Regulación 008/08 del CONELEC, que fija los procedimientos para calificar los proyectos del FERUM, determina una reserva de 7,5 % del presupuesto FERUM para las provincias fronterizas, Amazonía y Galápagos. Además, incluye que los proyectos con energías renovables podrán ser presentados por organismos de desarrollo ante el CONELEC, cuando dicho proyecto no pueda ser atendido mediante redes, ni ha sido considerado por la Empresa Distribuidora de Electricidad de la zona como un proyecto de energías no renovables.
- Regulación del CONELEC 003/11, sobre determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables.

- El CONELEC determina los plazos a ser considerados en los Títulos Habilitantes para los siguientes casos:
  - a) proyectos de generación delegados a la iniciativa privada;
  - b) proyectos de generación que usen energías renovables y que se acojan a la Regulación para el incentivo a este tipo de proyectos;
  - c) proyectos de autogeneración desarrollados por la iniciativa privada.
  
- El CONELEC determinará los precios para los siguientes casos:
  - a) Para cada proceso público de selección de los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada que consten en el Plan Maestro de Electrificación (PME);
  - b) Para cada proceso de negociación de los proyectos de generación propuestos y delegados a la iniciativa privada;
  - c) Para los proyectos de generación que usen energías renovables y que se acojan a la Regulación para el incentivo a este tipo de proyectos;
  - d) Para la comercialización de los excedentes de energía de los proyectos de autogeneración.
  
- Regulación del CONELEC 004/11, sobre el tratamiento para la energía producida con tecnologías basadas en recursos energéticos renovables no convencionales: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada. Cualquier interesado en desarrollar un proyecto que utilice fuentes renovables podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional, para lo cual tendrá que presentar al CONELEC los requisitos respectivos. Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del Título Habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito

dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012. El CENACE despachará de manera obligatoria y preferente toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6 % de la capacidad instalada y operativa del SIN.

### **2.3. Definición de términos básicos**

**GAS ASOCIADO AL PETROLEO:** Es aquel gas que es transportado junto con el petróleo a la superficie. Este gas contiene una composición de etano, propano y butanos, es considerado un coproducto del petróleo.

**METANO:** Es una sustancia no polar que se presenta en forma de gas a temperaturas y presiones ordinarias. Es incoloro e inodoro y apenas soluble en agua en su fase líquida.

En la naturaleza se produce como producto final de la putrefacción anaeróbica de las plantas.

**PROPANO:** El propano (del griego pro primer orden y pion grasa, y el sufijo químico -ano dado que es el primero en los ácidos grasos) es un gas incoloro e inodoro. Pertenece a los hidrocarburos alifáticos con enlaces simples de carbono, conocidos como alcanos. Su fórmula química es  $C_3H_8$ .

**BUTANO:** El butano (de ácido butírico y éste del latín butyrum, 'manteca' y del sufijo -ano) es un hidrocarburo liberado en la fermentación de las mantecas rancias, de ahí su nombre. También llamado n-butano, es un hidrocarburo saturado, parafínico o alifático, inflamable, gaseoso que se licúa a presión atmosférica a  $-0,5\text{ }^\circ\text{C}$ , formado por cuatro átomos de carbono y por diez de hidrógeno, cuya fórmula química es  $C_4H_{10}$ .

**LICUEFACCIÓN (GASES):** Licuefacción de los gases o licuación es el cambio de estado que ocurre cuando una sustancia pasa del estado gaseoso al líquido, por acción de la temperatura y el aumento de presión, llegando a una sobrepresión elevada, hecho que diferencia a la licuefacción de la condensación

**ÓXIDOS DE NITRÓGENO: (NO<sub>x</sub>).** Los óxidos de Nitrógeno se simbolizan genéricamente como NO<sub>x</sub>, siendo la "x" el coeficiente correspondiente a la cantidad

de oxígeno. El monóxido de nitrógeno y el y el dióxido de nitrógeno constituyen dos de los óxidos de nitrógeno más importantes toxicológicamente.

SEPARADOR: Recipiente que separa los fluidos del pozo en gas y dos tipos de líquidos: petróleo y agua. Un separador de tres fases puede ser horizontal, vertical o esférico. Este tipo de separador se denomina separador de agua libre porque su uso principal es retirar el agua libre que podría causar problemas como corrosión y formación de hidratos o emulsiones

CROMATOGRAFÍA: La cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, la cual tiene aplicación en todas las ramas de la ciencia. Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

BARRIL (bbl): Medida estándar para el petróleo y para productos del petróleo, un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, o 159 litros.

GAS AMARGO: Gas natural que contiene cantidades significativas de ácido sulfúrico.

GAS NATURAL CRUDO: Gas natural que contiene impurezas y sustancias indeseables tales como agua, nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfúrico y helio.

JULIO (JOULE): El trabajo desarrollado cuando una fuerza de 1 newton es aplicado a un objetivo, desplazándolo una distancia de un metro en dirección a la fuerza.

#### **2.4. Conclusión del capítulo**

A partir del análisis de las bibliografías consultadas se pudo constatar la importancia y las características del gas asociado al petróleo así como identificar las diferentes técnicas de empleo, y los aspectos legales que rodean a la generación de energía eléctrica que utiliza gas como combustible.

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA**

Se presenta la metodología para realizar la investigación: el enfoque metodológico, la modalidad, el tipo de investigación, el nivel y las técnicas e instrumentos a utilizar. Además se declara la muestra para aplicar los instrumentos de recolección de información.

#### **3.1. Diseño de la investigación**

Se utilizara la investigación experimental que consiste en la manipulación y simulación de la variable experimental no comprobada, en condiciones rigurosamente controladas, con el fin de describir de qué modo o por qué causa se produce una situación o acontecimiento en particular.

##### **3.1.1. Modalidad de la investigación**

Es una investigación de campo, tomando como base el gas que se produce en el proceso de separación de crudo en el PAD OSO B al sur del la ciudad del Coca, lugar donde se visualiza el potencial del gas que se actualmente se combustiona en la Tea de la plataforma de producción.

##### **3.1.1.1. De campo**

La investigación es de campo ya que se analizará sistemáticamente el gas producto de proceso de separación del petróleo y el problema que representa su desperdicio en la combustión en el mechero de la plataforma de producción, Para ello es necesaria una interacción directa con el objeto a investigar que en este caso el gas asociado al petróleo.

Para la investigación se recolectarán datos directos del proceso de separación y producción del gas y petróleo que se realiza en el OSO B, y para complementar la investigación se acudirán a fuentes como libros, hoja de datos de equipos, y

documentos relacionados, para analizarla realizar simulaciones y realizar las conclusiones respectivas.

Se analizan las cualidades del gas, el espacio físico, la topología de la red eléctrica, para poder escoger la técnica que mejor se acople al sistema actual y generar.

### **3.1.1.2. Bibliografía – Documental**

Existe bibliografía que sirvió como apoyo a la investigación: libros, documentos, páginas de internet relacionados con el problema y la temática que se han utilizado para sustentarla científicamente a través del análisis documental.

### **3.1.2. Tipo de investigación**

Se ha realizado una investigación descriptiva prospectiva y experimental de la variable dependiente.

#### **- Investigación descriptiva:**

Se realizará investigación descriptiva al recolectar información relacionada con el poder calórico, volumen, procesos de separación, almacenamiento, y técnicas de utilización.

#### **- Investigación prospectiva:**

Debido a que sigue una línea presente- futuro. Se sigue la dirección de una variable independiente hasta llegar a la dependiente, es decir, se conoce y se manipula una variable independiente y se obtienen cambios en una variable dependiente. En nuestro caso se parte de la determinación del potencial del gas para utilizarlo en motores a gas para producir energía eléctrica, permitiendo al final seleccionar una técnica de generación de energía eléctrica eficiente como propuesta de la investigación.

- **Experimental:**

El diseño experimental es una técnica estadística que permite identificar y cuantificar las causas de un efecto dentro de un estudio experimental.

**3.1.2.1. Modelación y simulación**

Para esta investigación nos apoyamos en la modelación y simulación de procesos, mediante el software HYSYS 8.0, el cual permite ingresar una corriente de gas con las características de OSO B y luego de un proceso conseguir una nueva corriente de gas con propiedades específicas para el uso en máquinas térmicas o de combustión interna.

**3.1.2.2. Operacionalización de variables**

Se analizan las variables Independientes (Tabla 3.1) y dependientes (Tabla 3.2) como se muestra a continuación.

**Tabla 3.1.** Variable independiente

VARIABLE INDEPENDIENTE: Poder calorífico del gas asociado

Concepto	Categoría	Indicadores	Ítem	Técnicas	Instrumentos
Expresa la energía máxima que puede liberar la unión química entre un combustible y el comburente y es igual a la energía que mantenía unidos los átomos en las moléculas de combustible (energía de enlace), menos las energías utilizadas en la formación de nuevas moléculas en las materias (generalmente gases) formadas en la combustión.	Portadores Energéticos, Composición (Cromatografía de gases )	Porcentaje de metano	%	Medición	Cromatógrafo
		Porcentaje de dióxido de carbono	%	Medición	Cromatógrafo
		Porcentaje de Agua	%	Medición	Cromatógrafo
		Porcentaje de Propano	%	Medición	Cromatógrafo
	Volumen	Producción diaria de Gas	m <sup>3</sup>	Medición	Flujómetro
	Energía	Poder calorífico superior	KCal/m <sup>3</sup>	Cálculos	Ecuaciones
Poder calorífico Inferior		KCal/m <sup>3</sup>	Cálculos	Ecuaciones	

**Tabla 3.2.** Variable dependiente

VARIABLE DEPENDIENTE: Posibilidad de generación de energía eléctrica

Concepto	Categoría	Indicadores	Ítem	Técnicas	Instrumentos
Es la determinación de la técnica o la tecnología adecuada para generar energía eléctrica	Eficiencia	Rendimiento	%	Cálculos	Ecuaciones
	Mantenimiento	hora/hombre	%	Cálculos	Ecuaciones
	Prefactibilidad	Costo	\$	Cálculos	Ecuaciones

### 3.2. Población y muestra

La plataforma de OSO B durante el primer trimestre del año 2013 se procesa el crudo que se extrae de 48 pozos los cuales constituyen el 100 % de la población.

Estos llegan a los separadores de trifásicos de crudo constituyéndose en una sola mezcla, para determinar el poder calórico se han tomado 5 muestras para realizar la cromatografía de gases.

Para determinar el volumen total del gas se han realizado 5 lecturas de cada uno de los pozos mientras se encontraban en prueba y pasando por el Roxar.

Otra técnica fue la observación participante, porque permite observar la cantidad de gas y el tamaño de la llama presente en la tea de la plataforma.

#### 3.2.1. Delimitación de la zona de estudio

El Oso B se encuentra ubicado en la Sur Oeste de la Ciudad del Coca aproximadamente a unos 50 km en línea recta y al este de la ciudad de Loreto a unos 25 km aproximadamente figura 3.1.





**Figura 3.1.** Ubicación Plataforma OSO B

### **3.2.2. Metodología para la caracterización del gas asociado al petróleo**

En la zona de estudio, el poder calorífico del gas producto del proceso de separación a la cual es sometido el crudo no es aprovechado para realizar un trabajo y es combustionado al ambiente (Figura 3.2)



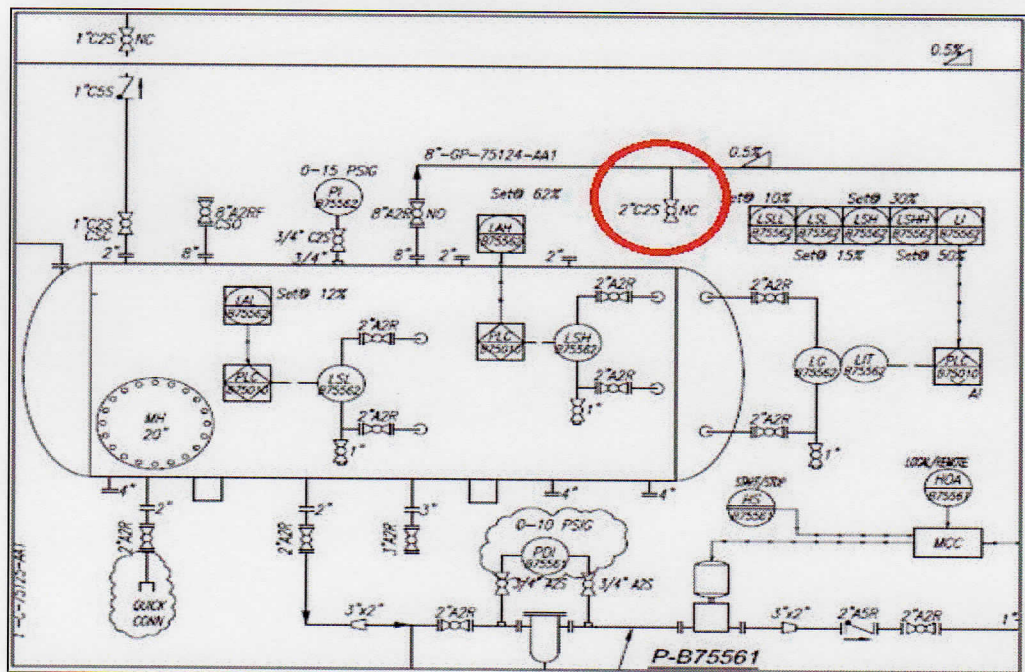
**Figura 3.2.** Vista de la combustión de los gases en el mechero de la plataforma.

Esta investigación se realizó durante el primer trimestre del 2013 por razones de recursos, debido a esto sus resultados son estudios generales que en trabajos futuros o en aplicaciones similares pueden segregarse para dar mayor profundidad y alcance. Sin embargo los resultados son suficientes para demostrar una perspectiva y orientar de manera general.

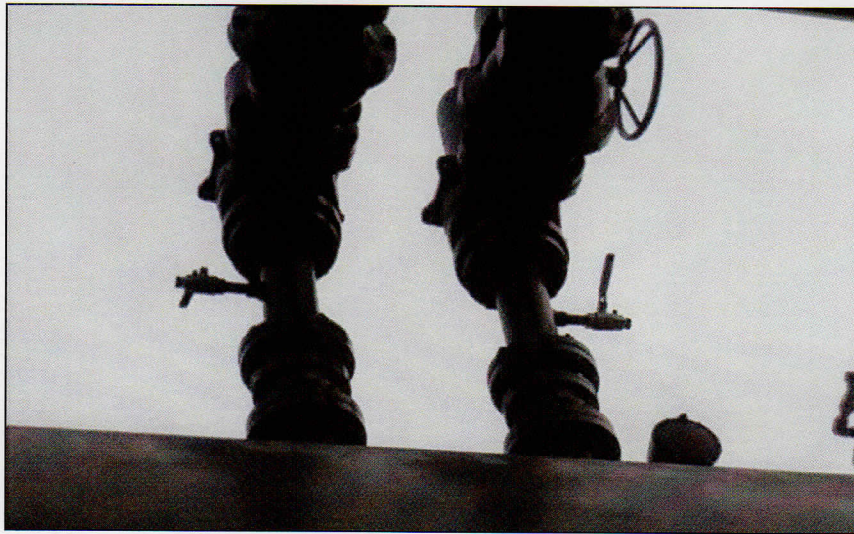
**- Obtención de las muestras**

Para esta fase se realizó el siguiente procedimiento.

Se ubican los puntos donde se tomaron las muestras de gas tanto a la salida del separador (Figura 3.3 Figura 3.4)



**Figura 3.3** Diagrama PI&D del separador trifásico de gas.

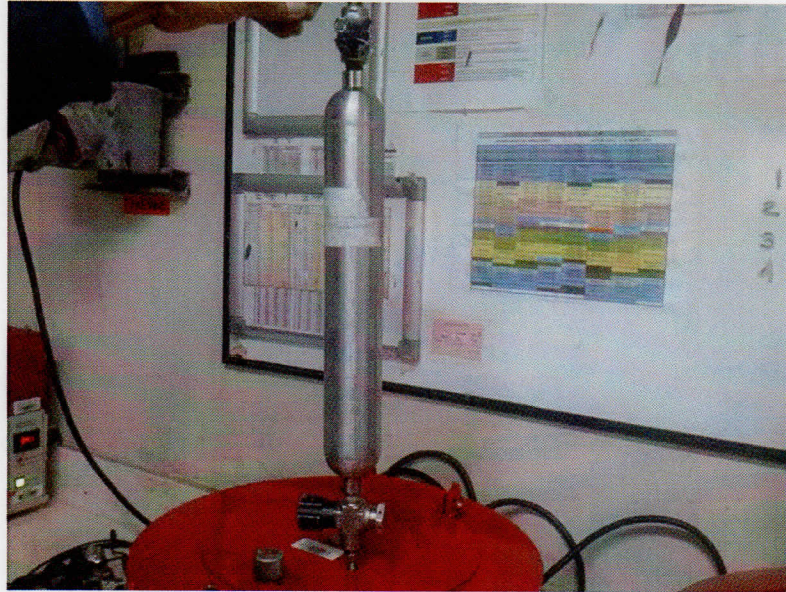


**Figura 3.4.** Válvula de 2" para colocar toma muestra

Para la obtención de muestras son necesarios dos aditamentos que están compuestos de un manómetro, válvulas (Figura 3.5) y el frasco contenedor de muestra como indica la figura (Figura 3.6)



**Figura 3.5.** Aditamento para obtención de muestras.



**Figura 3.6.** Frasco contenedor de muestras (bala).

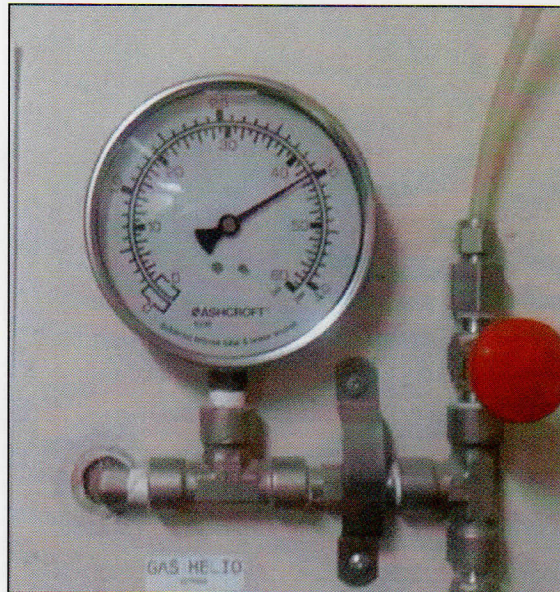
### 3.2.3. Cromatografías de las muestras

El poder calórico de un combustible queda definido por el número de unidades de calor liberadas por la unidad de masa o de volumen del combustible, combustionado en un calorímetro en condiciones previamente establecidas es decir:

- Combustible sólido y gaseoso por unidad de masa, se expresa en kcal/kg
- Combustible gaseoso por unidad de volumen en condiciones normales (a 0°C de temperatura y 760 mm de Hg), se expresa en kcal/Nm<sup>3</sup>

Pasos para obtener realizar la cromatografía de gases:

1. Registre la presión inicial del cilindro de helio y abra la válvula de apertura
2. Verifique que la salida de hacia la línea del cromatógrafo se encuentre a 0.28 MPa como muestra la figura 3.7



**Figura 3.7.** Manómetro de entrada de helio presión mayor a 0,28 MPa

3. Abra la válvula de ingreso del helio hacia el cromatógrafo
4. Encienda el cromatógrafo y asegúrese de que la tapa se encuentra bien cerrada, de lo contrario el cromatógrafo no alcanzara la temperatura para iniciar la corrida
5. Arranque la PC y prepárese para leer la muestra
6. Agite el frasco contenedor de la muestra durante unos minutos
7. Coloque el frasco verticalmente sobre el soporte ubicado junto al cromatógrafo y conéctele a la tubería de ingreso de muestra como muestra la figura 3.8



**Figura 3.8.** Equipo armado listo para iniciar cromatografía.

8. Verifique que el botón de START se encuentre de color verde y pulse para activar el cromatógrafo
9. Espere un sonido característico de apertura de válvula de inyección del cromatógrafo y cierre inmediatamente la válvula de salida del toma(Figura 3.9)
10. En la pantalla observar el avance del cromatógrafo de la muestra inyectada.
11. Una vez que se ha determinado la composición molar de la mezcla se procede a determinar el poder calorífico superior (PCS) y el poder calorífico inferior (PCI), mediante la utilización del programa ZGas V:3 de la norma ASTM D3588: Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and relative Density of gaseous fuels) (ANEXO 1)



Figura 3.9. Cromatografía en proceso

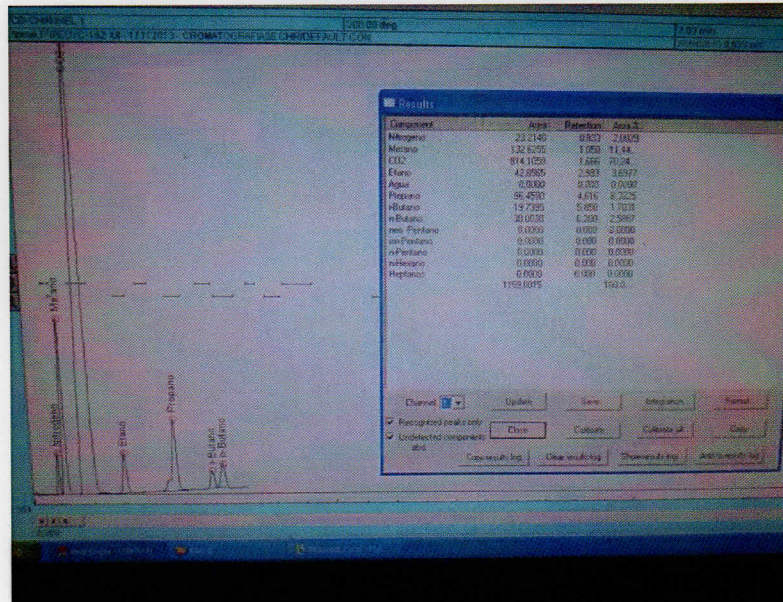
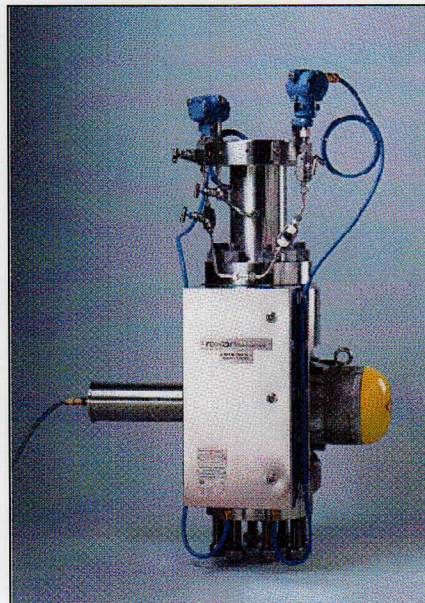


Figura 3.10. Presentación del espectrograma en el programa PeakSimple.

### 3.2.4. Metodología para determinación del volumen de gases

Para determinar el volumen del gas que produce cada pozo se utiliza el medidor multifásico de la marca ROXAR MPFM 1900VI (figura 3.11), el cual mide la cantidad de petróleo, agua de formación y gas disuelto en el fluido.

Los pozos se prueban durante 6 horas cada día logrando realizar un barrido de todos los pozos, se aprovecho este procedimiento para realizar la toma de lecturas en total 3 lecturas durante el primer trimestre del año 2013.



**Figura 3.11.** Medidor multifásico MPFM 1900VI

### 3.2.5. Análisis estadístico de los resultados

En la instalación se genera una gran cantidad de mediciones. Esto hizo necesario la determinación de los valores promedios (media aritmética) de los parámetros para cada día de operación, para ello se empleó la ecuación 2.1

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{n=1}^{\infty} X_i \quad 2.1$$



La desviación estándar se determina por la ecuación 2.2 y el coeficiente de variación por la expresión 2.3

$$\Delta\bar{X} = \frac{\sum|x_i - \bar{X}|}{n} \quad 2.2$$

$$CV = \frac{\Delta\bar{X}}{\bar{X}} \cdot 100 \quad 2.3$$

Donde:

$\bar{X}$  = Media aritmética; [adimensional]

$X_i$  = Elementos de la serie [adimensional]

$n$  = Numero de pruebas [adimensional]

$\Delta X$  = Desviación estándar; [adimensional].

$CV$  = Coeficiente de variación; [%].

#### - Criterio de eliminación de valores anormales

Para asegurar la normalidad de los valores de la variable analizada se procede de la siguiente manera (Hernández, 1986):

1. Para el conjunto de valores obtenidos en la medición se calculan  $\bar{X}$  y  $S$  (teniendo en cuenta en estos cálculos incluso aquellos valores considerados sospechosos).
2. Se establece el intervalo dado por la ecuación  $\bar{X} \pm Z \cdot S$  y se elimina por considerarse como anormales todos los valores que queden fuera del intervalo establecido.
3. Se realizan nuevamente los cálculos necesarios para expresar el resultado elaborado o final, sin considerar como es lógico, los valores anormales.

### 3.3. Metodología para simulación del proceso con Hysys 8.0<sup>4</sup>

Con un tratamiento óptimo del Gas asociado al petróleo se logra un poder calorífico adecuado para poder suministrar al motor, lo que significa un desempeño eficiente del motor.

El Poder calórico de un combustible se incrementa por un elevado porcentaje de C<sub>4</sub>, C<sub>5</sub>, C<sub>6</sub>, en la composición del Gas, y esto es lo que se pretende eliminar mediante los tratamientos de enfriamiento, criogenización y la utilización de separadores.

Según las necesidades de los motores es necesario contar con un gas que tenga un PCI de 36.2 MJ/Nm<sup>3</sup> (920BTU/SCF) según (Caterpillar Inc, 2000), para lograr una funcionamiento eficiente sin producir contra explosión o daños prematuros.

Una vez planteada las necesidades y las condiciones iniciales de volumen y composición de los gases se procede a realizar la simulación de la planta de tratamiento de gas mediante el software HYSYS 8.0

1.- Se ingresa una corriente de gas con el nombre "Gas Separador" con la composición inicial y volumen inicial que se identifica en el estudio de campo como indica la figura 3.16 donde muestra la composición molar en porcentaje de la mezcla inicial

El Programa Hysys calcula las características del gas en función a la ecuación de Peng Robinson como muestra la figura 3.12.

---

<sup>4</sup> HYSYS: Software de simulación y modelación en la industria del Oil&Gas, refinería, y procesos de ingeniería.

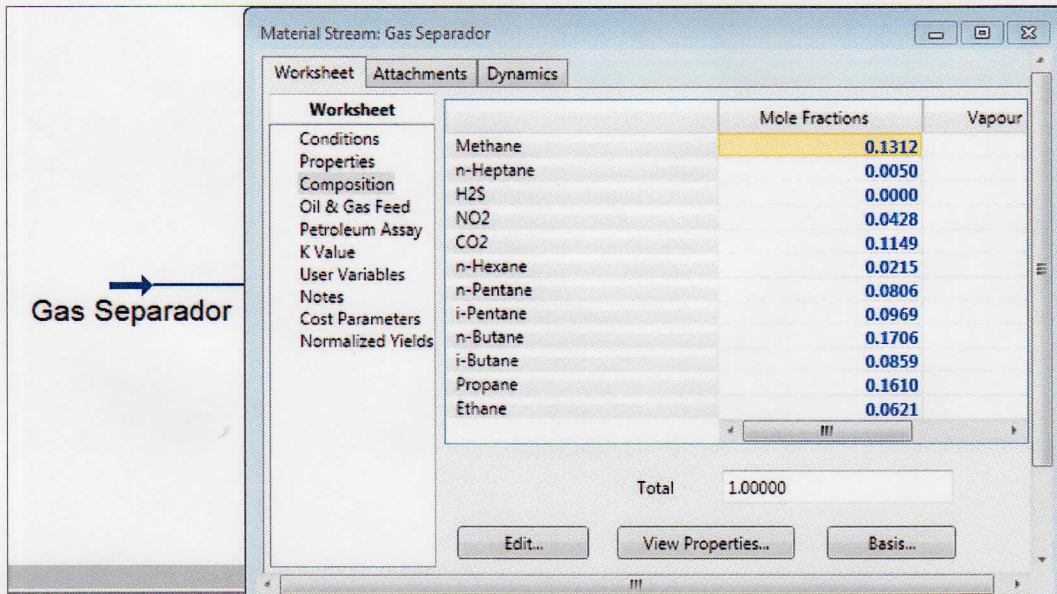


Figura 3.12. Composición de la corriente de gas “gas separador”

Para la simulación en el HYSYS es necesario saber las propiedades y volumen del Gas que alimenta a nuestro sistema como se pudo determinar en estudio de campo como indica la figura 3.13.

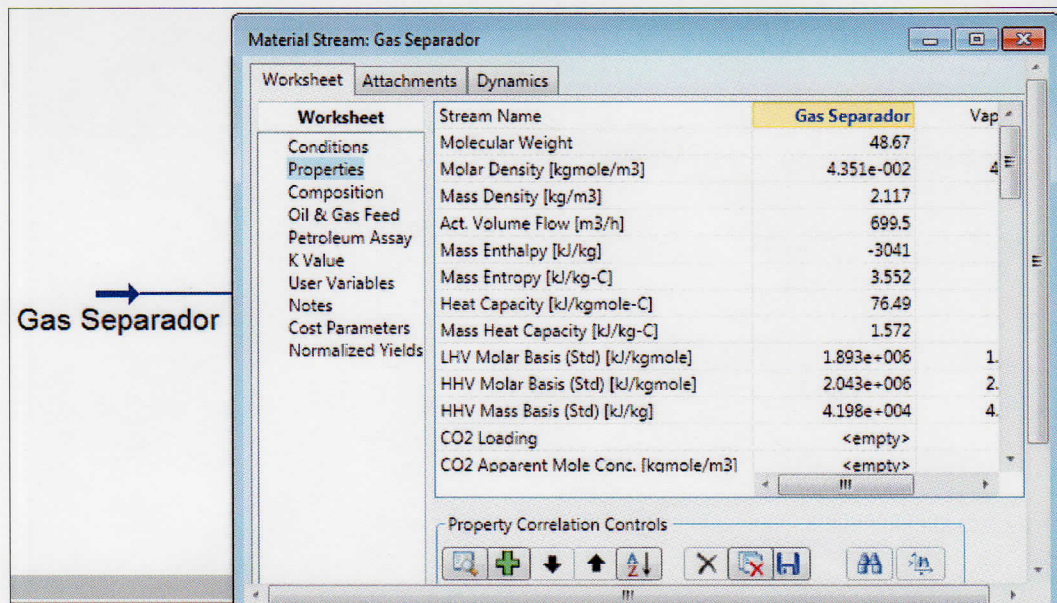


Figura 3.13. Propiedades de la corriente de gas “gas separador”

- Posteriormente se procede a instalar un enfriador o su significado en inglés “cooler”, en el cual se determina la temperatura a la que se quiere trabajar como muestra la figura 3.14.

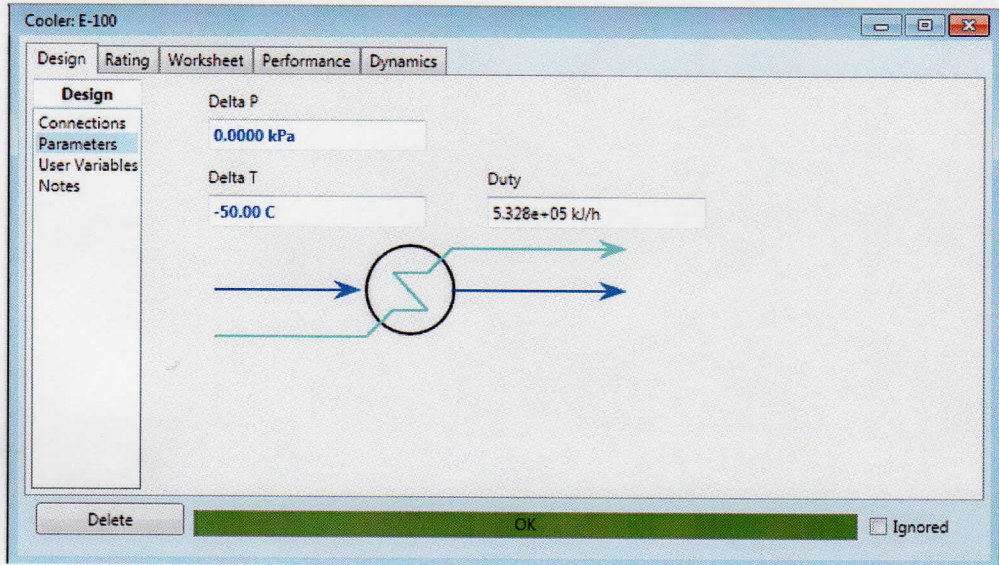


Figura 3.14. Parámetros de enfriador instalado en el proceso

- Luego del enfriamiento de gas los componentes más pesados se condensaran para los cual es necesario instalar un separador como presenta la figura 3.15.

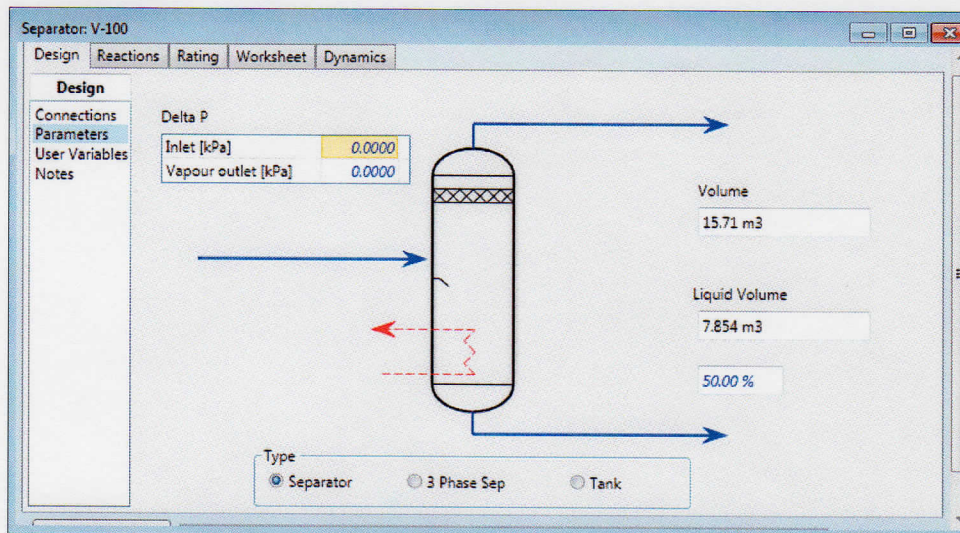
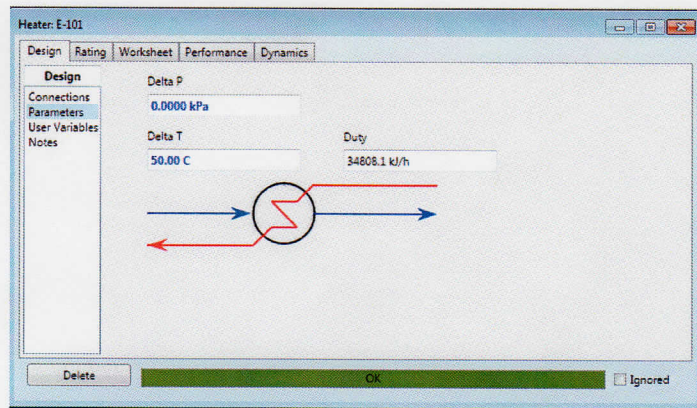


Figura 3.15. Parámetros de separador bifásico

4. Los componentes más livianos como el metano seguirán en su fase gaseosa, estos son los que pretendemos utilizar el nuestro motor de combustión interna, pero al salir del separador tiene una temperatura baja para lo cual es necesario un intercambiador de calor que podría utilizar la descarga de gases de escape de los otros motores, en el Hysys 8.0 instalamos un calentador como presenta la figura 3.16.



**Figura 3.16.** Parámetros del calentador

### **3.4. Metodología para selección de técnica de utilización del gas**

Para dimensionar un motor o una turbina se sigue la siguiente metodología

- **Consumo de combustible**

Determinar en la hoja de datos de fabricante el consumo de combustible para turbinas (anexo 2) y motores (anexo 3).

En esta investigación utilizamos las turbinas Siemens y los motores Caterpillar modelo G3500

- **Poder calorífico de combustible**

Determinamos el poder calorífico en la hoja de datos que indica el fabricante en el caso de motor (anexo 2), y en el (anexo 3) en el caso de turbinas.

#### - **Corrección de potencia o derateo**

La potencia del motor puede disminuir debido a las circunstancias de operación, ya sea por la calidad de combustible, altitud/temperatura (anexo 2)

La potencia de los motores es presentada de acuerdo a la ISO 3046/1 (en condiciones estándar de 25°C y 100kPa). No se permite sobrecargar más de lo que indica la tabla, para corregir la potencia por altura/temperatura consulte las curvas respectivas (Caterpillar, 2000).

### **3.5. Conclusiones del capítulo**

Mediante este capítulo se recopila e identifican procedimientos para realizar los experimentos de obtención de poder calórico, se identifica el procedimiento para determinar el volumen de gas a través del medidor multifásico ROXAR, así como la simulación de una planta de tratamiento de gas con el Hysys 8.0 y finalmente determina los conceptos para seleccionar un motor de combustión interna o turbina a gas para generar energía eléctrica.

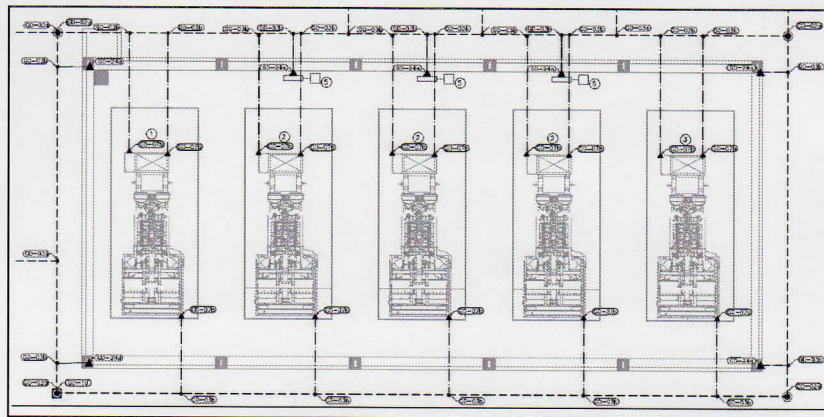
## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se analizará e interpretara los datos emitidos por los instrumentos mencionados en la metodología de la investigación. Los resultados se enfocaran a conocer los detalles del objeto de estudio atreves de los experimentos, entre otros.

#### 4.1. Análisis de situación energética actual

En la plataforma de producción Oso B se tiene cinco grupos electrógenos Caterpillar 3512, estos de los cuales funcionan cuatro y uno se encuentra en Stand By para emergencias y mantenimiento programado de motor como muestra la figura 4.1 y figura 4.2.



**Figura 4.1.** Esquema de instalación de grupos electrógenos

Los datos de placa del motor son los que muestran en la tabla 4.1

**Tabla 4.1.** Datos de placa del motor 3512 Caterpillar

DATOS DE MOTOR	
FABRICANTE	CATERPILLAR
MODELO	3512
SERIE	LLA
POTENCIA	1101 KW(1475HP)



**Figura 4.2.** Esquema de instalación de grupos electrógenos

El equipo tiene acoplado un generador Kato de las siguientes características como indica la tabla 4.2.

**Tabla 4.2.** Datos de placa del generador KATO

<b>DATOS DE GENERADOR</b>	
<b>FABRICANTE</b>	KATO
<b>MODELO</b>	AA28452000
<b>SERIE</b>	24393
<b>kW.</b>	1050
<b>kVA.</b>	1312,5
<b>FP.</b>	0,8
<b>VOLTAJE</b>	277/480
<b>AMPERAJE</b>	1579
<b>Rev/min</b>	1200

El sistema de interconexión es una barra de 480 V/ 6000 A, que son controlados por los controladores EGCP 3 que tienen como opción de funcionamiento Load Sharing y



Carga Base, hay un disyuntor libre para futuros generadores, el diagrama unifilar se representa en la Figura 4.3

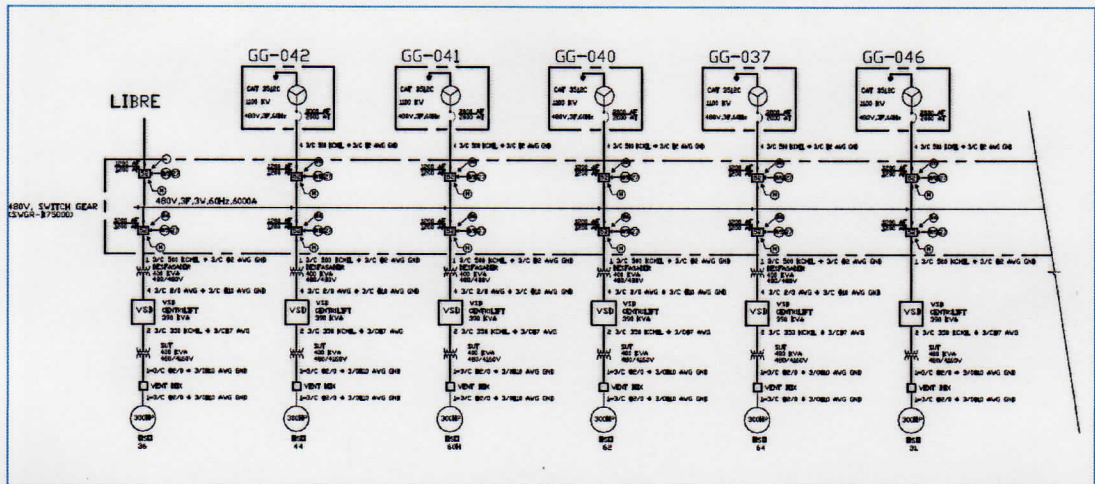


Figura 4.3. Esquema de interconexión de grupos electrógenos

La demanda diaria de los grupos electrógenos es la que muestra el tabla 4.3 y tabla 4.4. Se ha determinado un costo de US\$2,06 el costo del galón de según el informe final de subsidios energéticos del Septiembre 2010

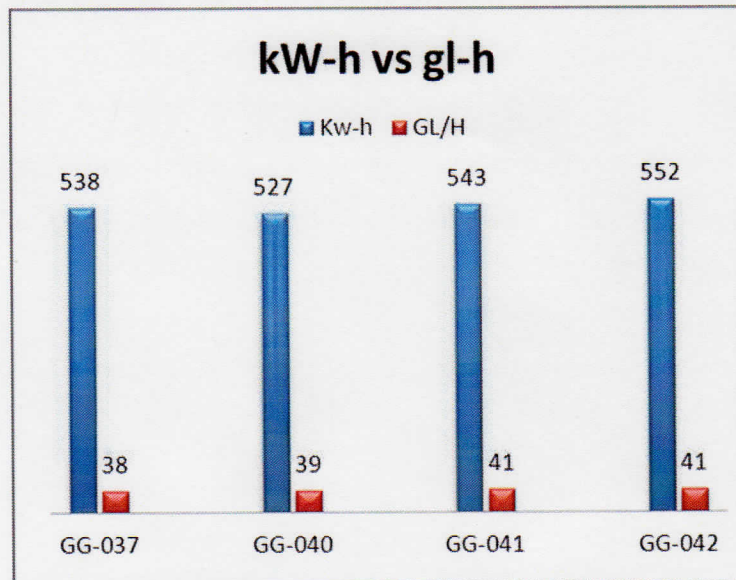
Tabla 4.3. Demanda diaria en grupos electrógenos y consumo de diesel

Tag	Voltaje (Vac)	Corrient (Amp)	Potencia Activa (kW.)	Potencia Aparente (kVA.)	Factor Potencia	Consumo Dese/hora
GG-37	480	840	538	641	0,84	38
GG-40	483	744	527	632	0,84	39
GG-41	482	796	543	636	0,84	41
GG-42	481	791	552	673	0,84	41
GG-43	STAND BY					

**Tabla 4.4.** Resumen costo de combustible.

Tag	Potencia Activa (kW.)	Potencia Aparent (kVA.)	Factor Potencia	Consumo Dese/hora	Costo mensual (US\$)
<b>GG-37</b>	538	641	0,84	38	56 361
<b>GG-40</b>	527	632	0,84	39	59 768
<b>GG-41</b>	543	636	0,84	41	62 833
<b>GG-42</b>	552	673	0,84	41	62 833
<b>GG-43</b>	STAND BY				

En la figura 4.4 se representa la demanda en kW-h versus el consumo de diesel en galones por hora, se tiene que un consumo de (38-41) gl/h de diesel para generar aproximadamente 530 kW-h.

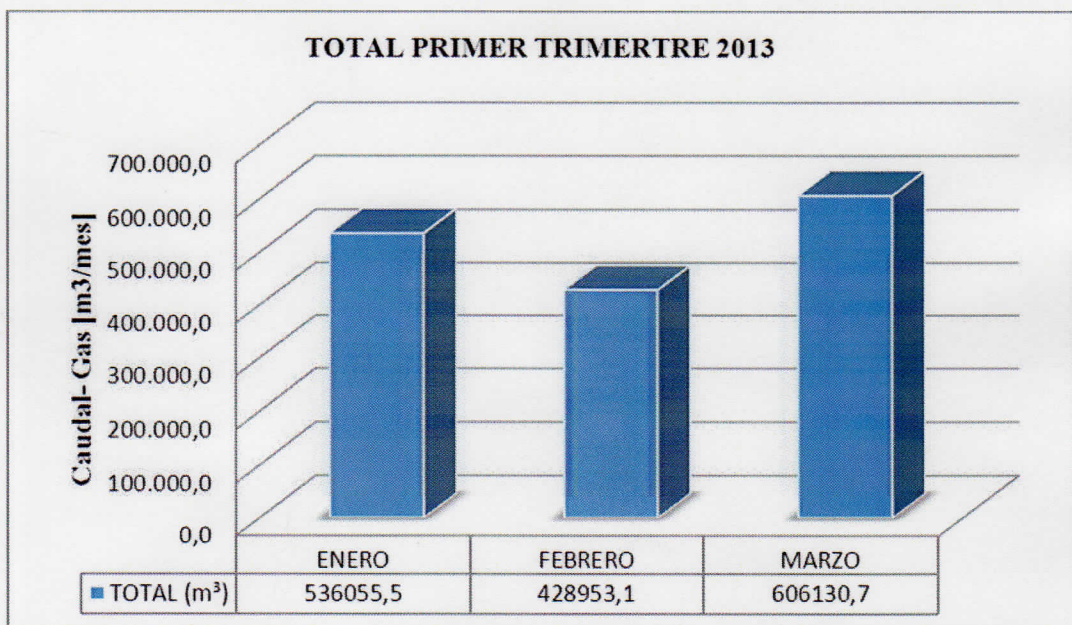


**Figura 4.4.** kW-h versus el consumo de diesel en gl-h

Finalmente se resume que para generar diariamente con cuatro unidades aproximadamente 2,16 GW-h se consume 141gl-h, dando un costo de US\$ 7 394,88 americanos, y en el mes US\$ 220 946,4.

#### 4.2. Resultado del análisis del volumen del gas

Una vez que se determino el objeto de estudio, se procedió a determinar el volumen mensual (Figura 4.5) y el volumen diario (Tabla 4.5) durante el primer trimestre del año 2013 que actualmente su poder calórico es desperdiciado al medio ambiente mediante la combustión al medio ambiente.



**Figura 4.5.** Producción de gas en el primer trimestre del año 2013

Se analiza el día 31 de marzo del 2013 (Tabla 4.5) donde se mide la producción detallada por pozo.

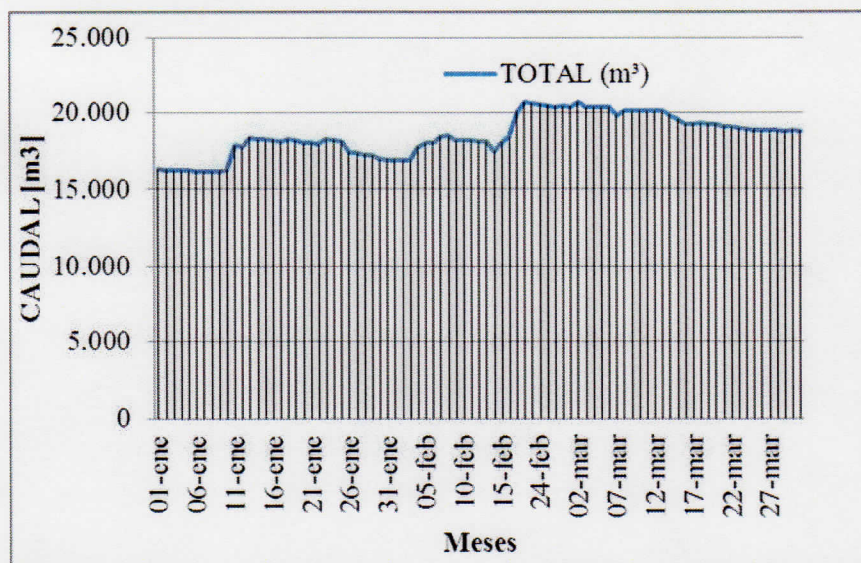
**Tabla 4.5.** Producción de gas en el día 31 de marzo del 2013

POZO	(m <sup>3</sup> /día)	POZO	(m <sup>3</sup> /día)	POZO	(m <sup>3</sup> /día)
<b>OSOA-021</b>	0	<b>OSOA-047H</b>	1517,952	<b>OSOB-058</b>	532,416
<b>OSOA-023</b>	370,992	<b>OSOA-049H</b>	0	<b>OSOB-42</b>	685,344
<b>OSOA-024</b>	133,104	<b>OSOA-051</b>	606,048	<b>OSOB-44</b>	152,928
<b>OSOA-025</b>	0	<b>OSOA-051H</b>	362,496	<b>OSOB-46</b>	373,824
<b>OSOA-026</b>	387,984	<b>OSOA-053</b>	212,4	<b>OSOB-48H</b>	79,296
<b>OSOA-027</b>	436,128	<b>OSOA-055H</b>	498,432	<b>OSOB-50</b>	82,128
<b>OSOA-028</b>	724,992	<b>OSOA-057H</b>	1404,672	<b>OSOB-52HS1</b>	169,92
<b>OSOA-029</b>	0	<b>OSOA-059H</b>	906,24	<b>OSOG-061</b>	67,968
<b>OSOA-030</b>	351,168	<b>OSOA-071H</b>	2095,68	<b>OSOG-063</b>	0
<b>OSOA-033</b>	254,88	<b>OSOA-073</b>	113,28	<b>OSOG-065</b>	0
<b>OSOA-035</b>	121,776	<b>OSOB-031</b>	56,64	<b>OSOG-067</b>	152,928
<b>OSOA-037</b>	269,04	<b>OSOB-032</b>	141,6	<b>OSOG-069</b>	232,224
<b>OSOA-039</b>	447,456	<b>OSOB-034</b>	28,32	<b>OSONG-001</b>	152,928
<b>OSOA-041</b>	396,48	<b>OSOB-036</b>	855,264	<b>OSONG-002</b>	135,936
<b>OSOA-043</b>	606,048	<b>OSOB-054H</b>	243,552	<b>OSONG-003</b>	0
<b>OSOA-045</b>	1472,64	<b>OSOB-056</b>	127,723		
<b>TOTAL</b>		[m <sup>3</sup> /día]		[m <sup>3</sup> /hora]	
<b>Caudal Gas</b>		<b>18481,93</b>		<b>748</b>	

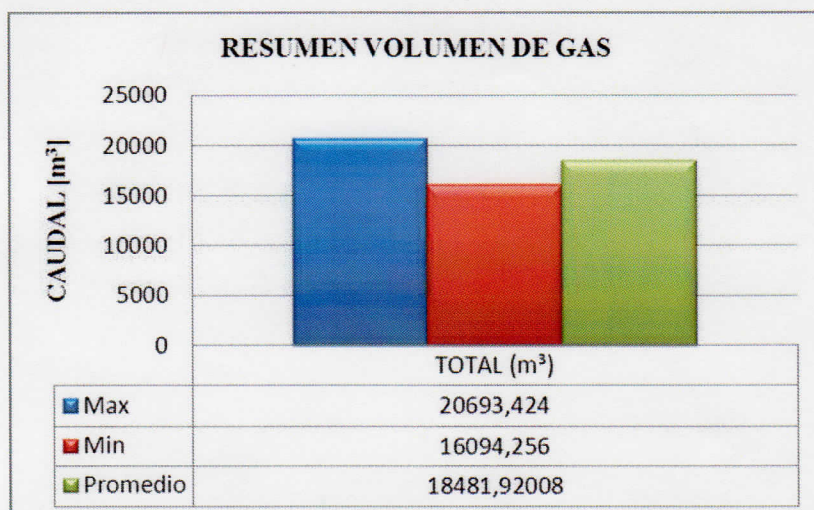
En el tabla 4.5 presenta una producción total del día 31 de marzo del 2013, se tiene 18481,93 m<sup>3</sup>(634 ft<sup>3</sup>) diarios, ó 748 [m<sup>3</sup>/hora], según esto se va a seleccionar las diferentes técnicas a las cuales se puede utilizar el gas como combustible.

En lo que respecta al primer trimestre se registra una tendencia de aumento en función de que aumentan los pozos de producción de petróleo como indica la figura 4.6.

Se muestra una variación del 16 % debido a que cuando un nuevo pozo se pone en producción se incrementa la producción de gas adicional se suma a la producción actual, también se registro una producción de gas asociado al petróleo máxima de 20693,42 m<sup>3</sup>/día, promedio de 18481,93 m<sup>3</sup>/día y mínimo de 16094,26 m<sup>3</sup>/día.



**Figura 4.6.** Tendencia de producción de gas desde el mes de enero hasta marzo del 2013



**Figura 4.7.** Resumen de valores obtenidos en el primer trimestre del 2013

### 4.3. Resultado del análisis del poder calorífico del gas

A partir de los resultados de las cromatografías descritas en el capítulo anterior se obtuvieron los siguientes resultados mostrados en la tabla 4.6.

**Tabla 4.6** Datos de las muestra realizadas con el cromatógrafo y calculo de poder calorífico inferior (PCI) y poder calorífico superior (PCS)

COMPONENTE	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
	Fracción Molar [%]	Fracción Molar [%]	Fracción Molar [%]	Fracción Molar [%]	Fracción Molar [%]
Nitrógeno	4,2813	4,3465	3,4582	2,4582	1,3582
Metano	13,1184	14,2557	15,4781	17,9834	22,0670
Dióxido Carbono	11,4945	10,3421	9,3498	9,8934	8,2138
Etano	6,2108	8,2245	7,5298	8,5782	9,0879
Agua	2,7461	3,0022	4,2190	5,3238	4,8731
Propano	16,0991	15,7839	14,2189	16,4592	15,3290
i-Butano	8,5881	7,6734	5,1232	3,6752	10,3480
n-Butano	17,0557	16,1736	19,3419	17,3451	9,3218
i-Pentano	9,6889	8,3892	10,3782	9,4531	7,3290
n-Pentano	8,0585	7,3781	6,4891	5,4901	6,4321
Hexano	2,1541	3,8927	4,0297	2,9906	4,7810
Heptano	0,5046	0,5381	0,3840	0,3500	0,8590
PCI [MJ/Nm <sup>3</sup> ]	91,35	83,64	84,48	79,34	80,87
PCS [MJ/Nm <sup>3</sup> ]	91,35	90,80	91,71	86,19	87,88

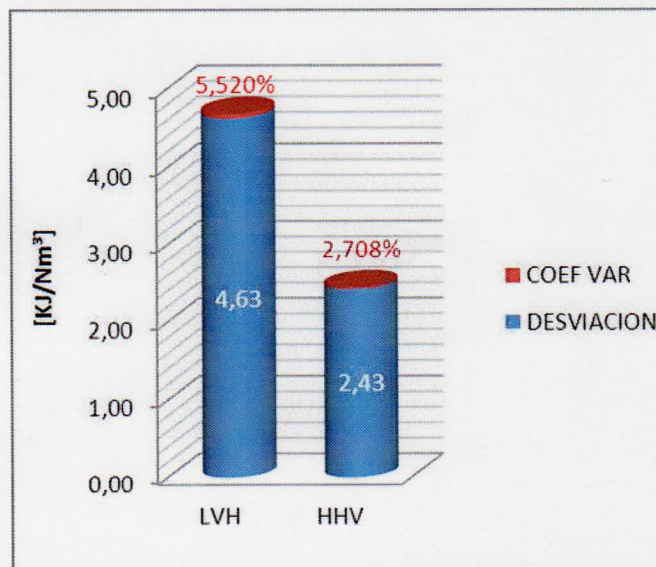
En el tabla 4.7. Se observa que no existe mayor variación en las muestras por consiguiente se puede deducir que los experimentos fueron realizados correctamente.

En la figura 4.8. Se detalla que no existe mayor variación en el muestreo y cálculo del poder calorífico superior y poder calorífico inferior.

En la figura 4.8 se muestra una desviación de 4,63 % y un coeficiente de variación de 5,52 %.

**Tabla 4.7.** Media, desviación y coeficiente de variación de (PCI) y (PCS) de las muestras

COMPONENTE	MEDIA	DESVIACION	COEF VAR
Nitrógeno [%]	3,180	1,274	40,053 %
Metano [%]	16,581	3,559	21,467 %
CO2[%]	9,859	1,212	12,293 %
Etano [%]	7,926	1,114	14,054 %
Agua [%]	4,033	1,132	28,068 %
Propano [%]	15,578	0,866	5,559 %
i-Butano [%]	7,082	2,680	37,844 %
n-Butano [%]	15,848	3,828	24,153 %
i-Pentano [%]	9,048	1,197	13,232 %
n-Pentano [%]	6,770	0,983	14,513 %
Hexano [%]	3,570	1,015	28,440 %
Heptano [%]	0,527	0,202	38,251 %
PCI [MJ/Nm <sup>3</sup> ]	83,936	4,633	5,520 %
PCS[MJ/Nm <sup>3</sup> ]	89,585	2,426	2,708 %



**Figura 4.8.** Representa el análisis del muestreo experimental

### 4.3.1. Modelación y Simulación

Para la obtención de un modelo eficiente del proceso se utiliza el software Hysys 8.0, como indica la figura 4.9 está compuesta de una corriente de gas con la composición molar de muestra número 1, un enfriador, un separador bifásico y finalmente un intercambiador de calor.

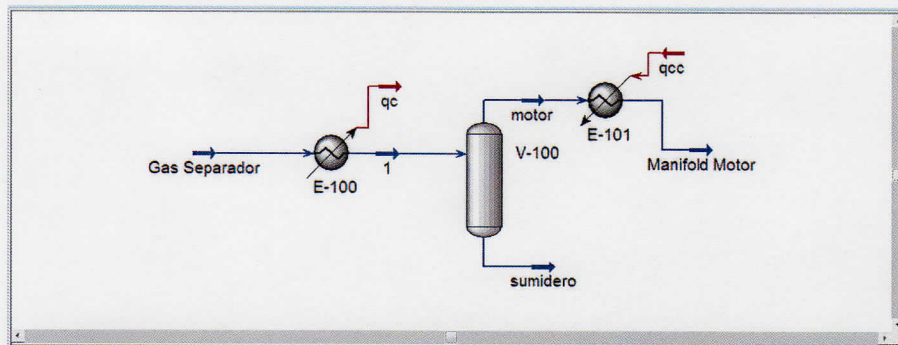


Figura 4.9. Planta de proceso de purificación de gas asociado al petróleo.

### 4.3.2. Corriente de gas

Se instala de la librería del Hysys 8.0 una corriente de gas con la denominación “Gas Separador” que tiene la composición que se tomaron en las muestras en el capítulo anterior, ingresamos la presión [101 KPa] de y temperatura [15.5°C] un flujo inicial de [699 m<sup>3</sup>/h] y el simulador calcula las propiedades del fluido como presenta la Figura 4.10.

Worksheet	Stream Name	Gas Separador	Unit
Conditions	Molecular Weight	48.67	
Properties	Molar Density [kgmole/m3]	4.351e+002	4
Composition	Mass Density [kg/m3]	2.117	
Oil & Gas Feed	Act. Volume Flow [m3/h]	699.5	
Petroleum Assay	Mass Enthalpy [kJ/kg]	3041	
User Variables	Mass Entropy [kJ/kg-C]	3.552	
Notes	Heat Capacity [kJ/kgmole-C]	76.40	
Cost Parameters	Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	1.572	
Normalized Yields	LHV Molar Basis [Std] [kJ/kgmole]	1.899e+006	1
	HHV Molar Basis [Std] [kJ/kgmole]	2.043e+006	2
	HHV Mass Basis [Std] [kJ/kg]	4.198e+004	4
	CO2 Loading	<empty>	
	CO2 Aqueous Mole Conc. [kmole/m3]	<empty>	

Figura 4.10. Propiedades de la corriente de “gas separador”



### 4.3.3. Enfriador

La corriente de gas “gas separador” es necesario enfriarla para conseguir la licuefacción de los componentes con mayor poder calórico, para este efecto se introduce nuestra corriente en un enfriador denominado “E-100”, en el cual ingresa una corriente “gas separador” y posterior al enfriador la corriente “1” a una temperatura  $[-34,44^{\circ}\text{C}]$ , presión  $[101,3 \text{ kPa}]$ , para lograr este efecto es necesario utilizar  $148 \text{ kW-h}$ , según la simulación del software, como presenta la figura 4.11.

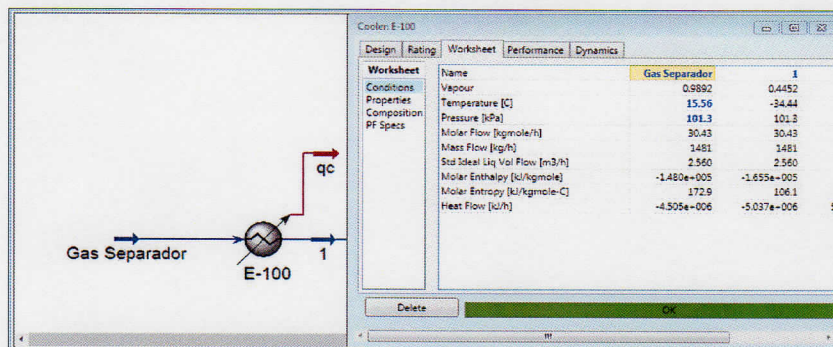


Figura 4.11. Cooler E-100 y corriente de gas “1”

### 4.3.4. Separador

Una vez enfriada la corriente es necesaria la separación para lo cual utilizar el Vessel “V-100”, el simulador arroja que es necesario la utilización de un vessel cilíndrico de 1 metro de diámetro, altura de 5 metros y un volumen de  $3,927 \text{ m}^3$  como muestra la figura 4.12.

De la simulación se consigue la corriente “motor” se caracteriza por una temperatura  $[-34^{\circ}\text{C}]$ , presión  $[101,3\text{kPa}]$ , flujo  $[261\text{m}^3/\text{h}]$ .

La corriente “sumidero” que son los condensados que se llevaran al sumidero para luego inyectar nuevamente al proceso se caracteriza por caracteriza por una temperatura  $[-34^{\circ}\text{C}]$ , presión  $[101,3\text{kPa}]$ , flujo  $[1,441\text{m}^3/\text{h}]$ .

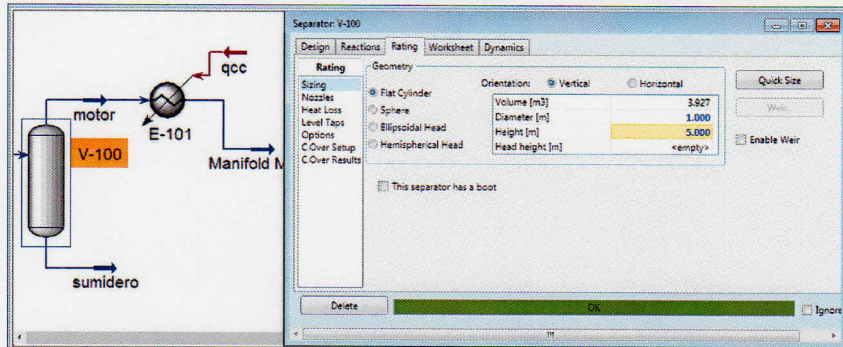


Figura 4.12. Vessel V-100, corrientes de gas “motor” y “sumidero”

#### 4.3.5. Calentador

Es básicamente introducir un calentador a la salida del Vessel V-100 debido a que no se puede ingresar al motor un gas a temperatura demasiado baja, es por esto que es necesario calentar el gas a la temperatura que indica el fabricante. Para esto se instala el Heater E-101 (Figura 4.13), posterior a esto se tiene una corriente de gas “Manifold Motor” con las siguientes características: temperatura [15,65°C], presión [101,3KPa], flujo [318 m<sup>3</sup>/h] como presenta la figura 4.14.

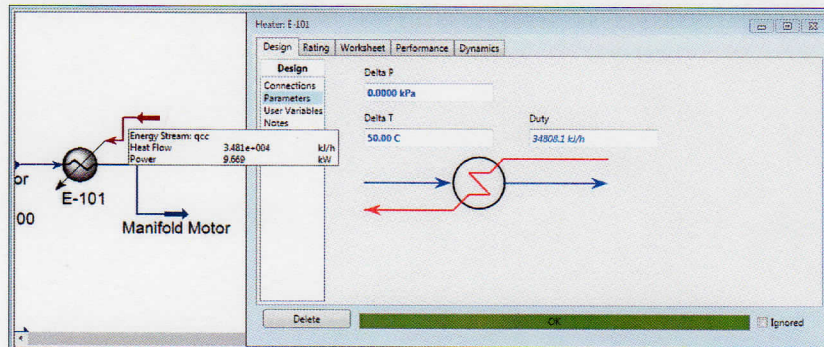


Figura 4.13. Heater instalado en el proceso

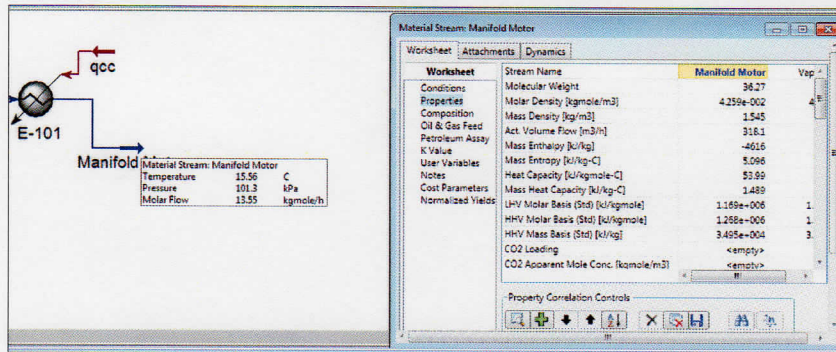


Figura 4.14. Corriente de salida de Heater “Manifold motor”

#### 4.3.6. Corrección del poder calórico.

Así mismo luego de la limpieza de gas se tendrá un poder calórico diferente ya que se tiene una nueva composición y un nuevo valor de PCI, y PCS, en la tabla 4.8 se muestra los nuevos valores de poder calórico superior y poder calórico inferior.

En la tabla 4.8 se muestra una composición diferente a la inicial en su composición molar es así por ejemplo en la muestra numero uno el metano tiene un porcentaje de 13,1184 % y luego del proceso se observa una composición de 29,15 %, todos los componentes tienen un comportamiento similar.

Entonces se ha logrado filtrar los componentes con mayor poder calórico y en función a esto se tiene un nuevo valor de PCI = 52 [MJ/Nm<sup>3</sup>] como se presenta en el tabla 4.9.

**Tabla 4.8.** Corrección de poder calórico de muestras en función de los gases a utilizarse luego de limpieza del gas

Componente	Fraccion Molar[%]
Methane	0,291482172
n-Heptane	1,60E-05
H2S	0
NO2	1,17E-02
CO2	0,246867092
n-Hexane	3,30E-04
n-Pentane	6,21E-03
i-Pentane	1,17E-02
n-Butane	6,32E-02
i-Butane	4,82E-02
Propane	0,197056427
Ethane	0,122966857

Bajo estas nuevas condiciones tenemos un nuevo poder calorífico como indica el Tabla 4.9

**Tabla 4.9.** Cálculo de PCS y PCI por el Hysys 8.0

PCI(MJ/Nm <sup>3</sup> )	52
PCS(MJ/Nm <sup>3</sup> )	56,76

De la misma manera se obtiene un volumen del gas tratado como presenta la tabla 4.10, en esta simulación se tiene un flujo 318,2 m<sup>3</sup>/h, a diferencia del inicial de 699 m<sup>3</sup>/hora.

**Tabla 4.10.** Tabla de propiedades de gas tratado

The screenshot shows a software window titled 'Material Stream: Manifold Motor'. It contains a table of properties for the gas stream. The table has columns for 'Worksheet', 'Stream Name', 'Manifold Motor', and 'Vap'. The 'Worksheet' column lists various property categories, and the 'Stream Name' column lists the specific properties. The 'Manifold Motor' column contains numerical values, and the 'Vap' column contains values for vaporization, with some cells containing '1' and others containing scientific notation.

Worksheet	Stream Name	Manifold Motor	Vap
Conditions	Molecular Weight	36.27	
Properties	Molar Density [kgmole/m <sup>3</sup> ]	4.259e-002	4 E
Composition	Mass Density [kg/m <sup>3</sup> ]	1.545	
Oil & Gas Feed	Act. Volume Flow [m <sup>3</sup> /h]	318.1	
Petroleum Assay	Mass Enthalpy [kJ/kg]	-4616	
K Value	Mass Entropy [kJ/kg-C]	5.096	
User Variables	Heat Capacity [kJ/kgmole-C]	53.99	
Notes	Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	1.489	
Cost Parameters	LHV Molar Basis (Std) [kJ/kgmole]	1.169e+006	1.
Normalized Yields	HHV Molar Basis (Std) [kJ/kgmole]	1.268e+006	1.
	HHV Mass Basis (Std) [kJ/kg]	3.495e+006	1.268e+006 kJ
	CO <sub>2</sub> Loading	<empty>	3.030e+005 kC
	CO <sub>2</sub> Apparent Mole Conc. [kamole/m <sup>3</sup> ]	<empty>	5.450e+005 Bt

#### 4.4. Resultado del análisis de volumen final de utilización

El análisis en función del volumen de gas utilizable es muy poco para una turbina, pero es suficiente para emplear como combustible en un motor a gas marca Caterpillar modelo G3516 – G3512

#### 4.5. Dimensionamiento de motores a gas

En vista de los criterios citados se procede a realizar un dimensionamiento preliminar del motor a gas en función del volumen de producción y el poder calorífico mostrado en el tabla 4.9 y 4.10.

Según el consumo de combustible se puede elegir cualquiera de los equipos descritos en Tabla 4.11. (Caterpillar Inc., 2000)

**Tabla 4.11.** Consumo de combustible de motores a gas G3500.

G3516 TA Motor industrial, combustible gas natural							
BkW	(bhp)	Veloc	Nivel	Motor	Consumo combustible m <sup>3</sup> /hora		
		Motor	Emisión	C/R	Consumo 100%	Consumo 75%	Consumo 50%
<b>783</b>	1050	1200	STD	9	248,85	195,85	148,60
<b>783</b>	1050	1200	CAT	9	242,84	191,71	140,15
G3516 LE Motor industrial, combustible gas natural							
BkW	(bhp)	Veloc	Nivel	Motor	Consumo combustible m <sup>3</sup> /hora		
		Motor	Emisión	C/R	Consumo 100%	Consumo 75%	Consumo 50%
<b>999</b>	<b>1340</b>	<b>1400</b>	<b>LE</b>	<b>8</b>	<b>311,12</b>	<b>241,41</b>	<b>170,82</b>
<b>943</b>	1265	1400	LE	8	293,91	225,10	160,65
<b>858</b>	1150	1200	LE	8	262,60	201,70	143,15
<b>809</b>	1085	1200	LE	8	248,77	188,81	135,30
G3512 LE Motor industrial, combustible gas natural							
BkW	(bhp)	Veloc	Nivel	Motor	Consumo combustible m <sup>3</sup> /hora		
		Motor	Emisión	C/R	Consumo 100%	Consumo 75%	Consumo 50%
<b>589</b>	790	1200	STD	9	190,20	150,55	109,35
<b>783</b>	1050	1200	CAT	9	248,85	195,85	148,60
G3512 LE Motor industrial, combustible gas natural							
BkW	(bhp)	Veloc	Nivel	Motor	Consumo combustible m <sup>3</sup> /hora		
		Motor	Emisión	C/R	Consumo 100%	Consumo 75%	Consumo 50%
<b>749</b>	1005	1400	LE	8	228,56	175,06	125,64
<b>705</b>	945	1400	LE	8	220,29	171,59	116,95
<b>604</b>	810	1200	LE	8	184,66	142,10	98,93

En función de las características de consumo de gas y las características de operación que va a tener se elige el motor G3516 LE de 1340 BHP que tiene un estimado total de 311 m<sup>3</sup>/ hora al 100% de carga y será capaz de generar la misma potencia que los motores a diesel.

#### 4.5.1. Corrección de potencia de motor

Es necesario corregir la potencia del motor en función a la calidad de combustible.

##### - Derateo por número de metano

Para determinar el derateo por la nueva composición del gas se define por el número de metano, en este caso de motor se tiene un máximo del 10 % como muestra la figura 4.15, que se toma para el diseño.

Usage Guide											
Derate Factor / Engine Timing vs Methane Number											
<30	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80 to 100
0/--	0.90/19	0.90/21	0.90/22	1.0/23	1.0/24	1.0/26	1.0/27	1.0/28	1.0/30	1.0/31	1.0/33

**Figura 4.15.** (Caterpillar, 2002) Derateo de potencia por número de calidad de combustible

##### - Derateo por altura/temperatura de operación

Los motores son diseñados para trabajar a nivel del mar es por esto que disminuye la potencia cuando incrementa la altura del lugar en que se encuentre funcionando.

Otra de las condiciones que hay que tomar en cuenta para la selección de un motor es la temperatura ambiente.

Para determinar el derateo por altura y temperatura de aire de ingreso para un motor CATERPILLAR G3500LE hay que ubicarse en la figura 4.11, en nuestro caso se desprecia este valor porque el equipo trabaja a nivel del oriente 150 msnm. y temperaturas máximas de 49°C.

Altitude Deration Factors														
AIR INLET TEMP. (°F)	130	1.00	1.00	1.00	0.98	0.94	0.91	0.88	0.84	0.81	0.78	0.75	0.72	0.70
	120	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.93	0.89	0.86	0.83	0.80	0.77	0.74	0.71
	110	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.94	0.91	0.87	0.84	0.81	0.78	0.75	0.72
	100	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.92	0.89	0.86	0.82	0.79	0.76	0.73
	90	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.94	0.91	0.87	0.84	0.81	0.78	0.75
	80	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82	0.79	0.76
	70	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.94	0.90	0.87	0.84	0.81	0.77
	60	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82	0.79
	50	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.94	0.90	0.87	0.84	0.80
			0	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	11000
		ALTITUDE (FEET ABOVE SEA LEVEL)												

**Figura 4.16.** (Caterpillar, 2002) Derateo de potencia por temperatura/altura de operación.

La potencia corregida para el motor G3516 LE es igual 1206 bhp

#### 4.6. Conclusión del Capítulo

En el análisis de la situación actual del sistema de generación en la Plataforma OSO B se determina el costo de operación de 1760 US\$ diarios con un consumo de 920 gl diesel por día.

En la plataforma se tiene una producción mensual de gas asociado al petróleo proveniente de 47 pozos igual a 536000 m<sup>3</sup>/mes, 18481 m<sup>3</sup>/día, 748 m<sup>3</sup>/hora

El poder calórico de las muestras tomadas luego del separador trifásico es: PCI=83,936 MJ/Nm<sup>3</sup>, PCS= 89,587MJ/Nm<sup>3</sup>. Una vez realizada la simulación de filtración del gas Asociado al petróleo se tiene una producción de 318,1 m<sup>3</sup>/hora, con un PCI=52,0MJ/Nm<sup>3</sup> y PCS = 56,76MJ/Nm<sup>3</sup>

Según el dimensionamiento realizado para motores Caterpillar se tiene que se puede instalar un motor de la serie G3516 LE de 1340 Bhp, 1400rev/min. Con la utilización de un motor a gas G3516 LE se podrá mantener en Stand By el motor a diesel, economizando el uso de combustible que este motor utiliza.



## **CAPÍTULO V**

### **PROPUESTA**

#### **5.1. Título de la propuesta**

Instalación un sistema de purificación de gas que alimenta un motor a gas G3500 LE para el aprovechamiento del poder calórico y generar energía eléctrica en el OSO B del Bloque 7 de Petroamazonas E.P.

#### **5.2. Justificación de la propuesta**

Es necesaria una propuesta de un motor a gas que disminuya el costo de operación y emisión de gases a la atmosfera para generar energía eléctrica y suplir la demanda de energía para las diferentes cargas que se tiene en la locación principalmente para extracción y transferencia de crudo.

#### **5.3. Objetivos de la propuesta**

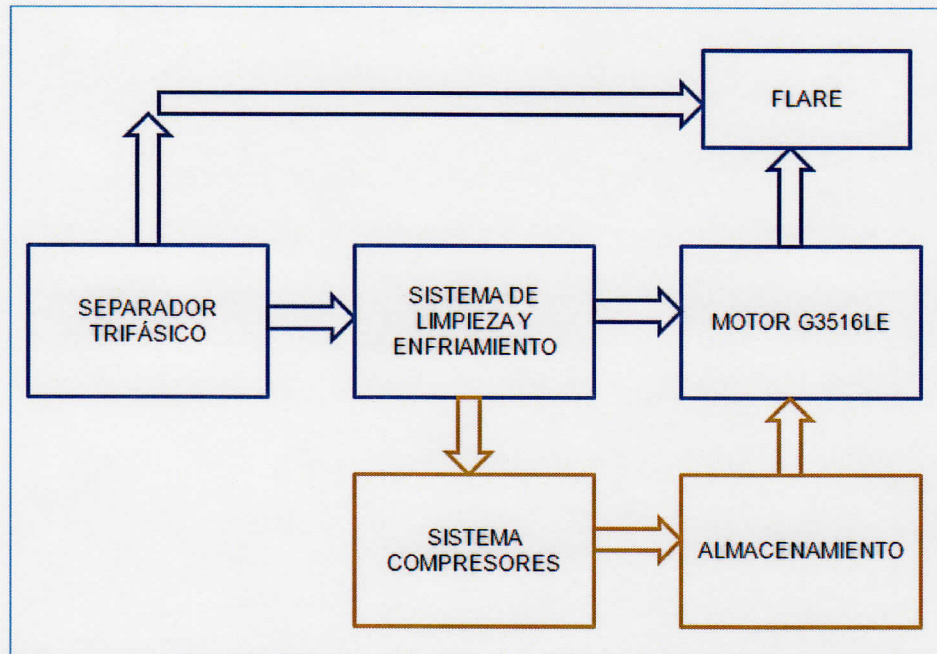
Adoptar una tecnología que se capaz de aprovechar los portadores energéticos que se encuentran presentes en el gas asociado al petróleo, que sea capaz de integrarse al sistema eléctrico actual con el menor costo de instalación, operación y mantenimiento.

#### **5.4. Estructura de la propuesta**

La propuesta consiste en una metodología capaz de integrar el grupo electrógeno al sistema eléctrico actual y a la planta de tratamiento de crudo, como un plan preliminar del proyecto.

El diagrama de bloques que se presenta en la figura 5.1 describe en un diagrama de bloque los componentes que va a tener el sistema, empieza desde la toma de gas en una válvula del separador trifásico, que alimenta al sistema de limpieza de gas y posteriormente al motor de combustión interna, por otra parte se puede a futuro implementar un sistema de almacenamiento para alimentar a otros motores o

generar en horas pico o carga base en caso de no existir o decaiga la producción de gas con el tiempo.



**Figura 5.1.** Diagrama de bloques del proceso.

## 5.5. Desarrollo de la propuesta

Se analiza los recursos que se van a invertir en la ejecución del proyecto.

### 5.5.1. Recursos

Se contemplan todos los gastos concernientes a los costos iniciales de inversión, operación y mantenimiento

#### - Costo de inversión (CAPEX)

Se han tomado en cuenta todos los gastos de Los costos de inversión se detallan en el Tabla 5.1

**Tabla 5.1.** Desglose de costos fijos para la instalación de un motor a gas G3516 LE

<b>TOTAL INVERSIÓN ( US \$)</b>	<b>2.064.000,00</b>
Ingeniería básica (US\$)	10.000,00
Ingeniería (US \$)	15.000,00
Obras Civiles (US \$)	100.000,00
Obra Eléctrica ( US \$)	150.000,00
Obra Mecánica ( US \$)	300.000,00
Obras Instrumentación y control ( US \$)	150.000,00
Obra Electromecánica ( US \$)	150.000,00
Comisionado y puesta en marcha ( US \$)	50.000,00
Tuberías de Superficies & Accesorios ( US \$)	100.000,00
Instrumental Telesupervisión ( US \$)	2.000,00
Otros Servicios & Prov. (Gubernamentales ( US \$)	15.000,00
Seguimiento de Proyectos ( US \$)	20.000,00
Estaciones para Condensados ( US \$)	100.000,00
Cooler	
Separador Bifásico	
Calentador	
Grupo Electrónico ( US \$)	700.000,00
Unidades Compresoras ( US \$)	100.000,00
Contratos Especiales ( US \$)	30.000,00
<b>CONTROL AMBIENTAL ( US \$)</b>	<b>15.000,00</b>
Medio Ambiente, Seguridad y Calidad ( US \$)	25.000,00
Contratos Especiales (Compensación ( US \$)	15.000,00
Supervisión (CSMS) ( US \$)	15.000,00
Seguimiento de Proyectos (RRCC) ( US \$)	2.000,00

**- Costos operativos (OPEX)**

Los gastos operativos se toman teniendo como base los costos actuales de operación y mantenimiento lubricantes, filtros, también se contempla el costo por mantenimiento mayores como reparación de cabezotes y cambio de inyectores que se contempla hacer al año de funcionamiento, más los gastos de la planta de condensados como indica el tabla 5.2.

**Tabla 5.2.** Gastos operativos.

Año	Costo de Mantenimiento	Costo de la Planta	Mantenimiento Mayor	TOTAL
1	12.000,00	1.500,00		13.500,00
2	12.000,00	1.500,00	10.000,00	23.500,00
3	12.000,00	1.500,00	15.000,00	28.500,00
4	12.000,00	1.500,00		13.500,00
5	12.000,00	1.500,00	15.000,00	28.500,00

**- Ingresos por generación**

Los ingresos por generación se han tomado en cuenta al ahorro que se va a tener al tener apagado un motor a diesel como muestra la tabla 5.3.

**Tabla 5.3.** Ahorro de dinero al tener apagado un motor 3512 diesel.

Año	Ahorro US \$/año
1	693 178,00
2	693 178,00
3	693 178,00
4	693 178,00
5	693 178,00

**5.5.2. Recurso humano**

Se considera la mano de obra necesaria para la instalación de los equipos

**Tabla 5.4.** Desglose de costos mano de obra para la instalación de un motor a gas G3516 LE

Cantidad	Recurso	Valor US \$/día
1	Ingeniero mecánico	150
1	Ingeniero eléctrico/instrumentación	150
1	Ingeniero civil	150
2	Técnico eléctrico 1	60
3	Técnico soldador 1	60
3	Técnico soldador 2	40
3	Técnico eléctrico 2	40
3	Técnico soldador 2	40
12	Técnico obra civil	40

### - Responsables de la implementación

La implementación del proyecto va estar a cargo del tesista.

**Tabla 5.5.** Personal involucrado para la instalación de un motor a gas G3516 LE

AREA	RESPONSABLE	ACTIVIDAD
<b>DIRECCION TECNICA</b>	Ing. Fernando Corrales	Coordinar la cotización y adquisición de los elementos de construcción
<b>DIRECCION FINANCIERA</b>	Ing. Fernando Corrales	Contar con el financiamiento respectivo para el inicio del proyecto
<b>SUPERVISOR Y EVALUACION</b>	Ing. Fernando Corrales	Verificar el avance de la implementación del proyecto, pruebas preliminares

### 5.6. Evaluación socio-económico-ambiental de la propuesta.

El propósito de la evaluación socioeconómica de un proyecto es el poder determinar la probabilidad de que un proyecto propuesto al desarrollo de la economía o que su contribución sirva para justificar la utilización de los recursos que sean necesarios.

#### 5.6.1. Resultados de la valoración económica de la propuesta instalación de un grupo electrógeno G3516LE

Para determinar si las inversiones son rentables o no, se usan los métodos clásicos de evaluación de inversiones, calculando el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno.

##### A. Valor presente neto (VPN)

Esta técnica, según Weston y Brigham, (1994), se basa en calcular el valor presente neto de los flujos de caja proyectados para los años durante el periodo de evaluación del proyecto. Es una medida de las ganancias que puede reportar el proyecto, siendo positivo si el saldo entre beneficios y gastos es favorable, y negativo en caso contrario. Se determina como se indica en la ecuación (5.1)

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5+VS}{(1+i)^5} \quad (5.1)$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto (US \$)

FNE = Flujo Neto de Caja (US \$/ año)

.i = Tasa esperada de rendimiento (13%)

P = Desembolso inicial (US \$)

Si la interpretación de VPN dentro del análisis de las inversiones se resume en el tabla 5.6.

**Tabla 5.6.** Interpretación del Valor Presente Neto.

Valor Presente Neto	Interpretación
VAN > 0	Se recupera la inversión y se obtiene ganancias. Proyecto Viable
VAN = 0	Se recupera la inversión. Proyecto puede ser o no Viable
VAN < 0	No se alcanza a recuperar inversión. Proyecto no viable

### B. Tasa interna de retorno (TIR)

La Tasa interna de retorno, tasa de descuento o de rendimiento con la cual el Valor Presente Neto es igual a cero, es un indicador de rentabilidad, es decir la velocidad de generación de riqueza. Este valor puede utilizarse para valoración de las inversiones si se compara con la tasa de descuento (r). Se determina mediante la ecuación 5.2.

$$0 = \sum_{i=1}^n \frac{Vi}{(1+TIR)^i} \quad \text{Ec. 5.2.}$$

Donde:

- .n = Número de periodos
- Vi = Flujo de caja en el periodo i [US \$]
- TIR = Tasa interna de retorno [%]

Cuando existen varios cambios de signo en el flujo de caja, es decir que existe más de una inversión, a lo largo del proyecto en análisis.

La interpretación se realiza de acuerdo a la tabla 5.7:

**Tabla 5.7.** Interpretación de la Tasa Interna de Retorno

Valor Presente Neto	Interpretación
TIR > r	Se recupera la inversión y se obtiene ganancias. Proyecto Viable
TIR = r	Se recupera la inversión. Proyecto puede ser o no Viable
TIR < r	No se alcanza a recuperar inversión. Proyecto no viable

### C. Flujo de proyecto y costo anual de energía

En la tabla 5.8 se representa el flujo del proyecto y el resultado de VAN y TIR

**Tabla 5.8.** Tabla de flujo de proyecto y costo anual de energía.

AÑO	C.INV [US \$]	C.OPER [US \$]	INGRESOS [US \$]	FLUJO DEL PROYECTO [US \$]
	2.064.000,00			-2.064.000,00
1		13.500,00	693.178,00	679.678,00
2		23.500,00	693.178,00	669.678,00
3		28.500,00	693.178,00	664.678,00
4		13.500,00	693.178,00	679.678,00
5		28.500,00	693.178,00	664.678,00

VAN	<b>483.666,37</b>
TIR	0,19

Los resultados demuestran que el valor actual neto del proyecto calculado con la ecuación 5.1 es positivo, por lo que el proyecto en teoría es viable. La tasa interna de retorno calculada con la ecuación 5.2 también es mayor a la mínima aceptable de retorno propuesta, por este lado el proyecto también es viable. El tiempo de recuperación de la inversión es 3,083 años.

### 5.6.2. Resultados del impacto ambiental negativo y social a partir de la propuesta de motor a gas G3516LE

Para este análisis considero las emisiones de gases al ambiente tomando como referencia el tabla 5.9. Que presenta el performance de cada uno de los equipos 3516 LE (ANEXO2).

**Tabla 5.9.** Comparativo de emisiones a la atmosfera de G3516 LE y 3512 Diesel

MOTOR 3512 DIESEL		
Oxido nitroso (NOX como NO2) g/bhp-h	Monóxido Carbón (CO) g/bhp-h	Total Hidrocarbonos g/bhp-h
5,76	0,72	0,01
MOTOR Gas G3516LE		
Oxido nitroso (NOX como NO2) g/bhp-h	Monóxido Carbón (CO) g/bhp-h	Total Hidrocarbonos g/bhp-h
1,5	1,9	3,1
REDUCCION DE IMPACTO AMBIENTAL		
Oxido nitroso (NOX como NO2) g/bhp-h	Monóxido Carbón (CO) g/bhp-h	Total Hidrocarbonos g/bhp-h
-5.76	-0.72	-0.01

### 5.7. Plan de implementación del proyecto

Se presenta un plan de implementación del proyecto y se recomienda se actualice esta información en caso de redefinir el alcance del mismo.



- **Ingeniería del proyecto**

La ingeniería de este proyecto contempla los criterios y herramientas de selección llegando al Diagrama de flujo del proceso estimado para la instalación del grupo electrógeno a gas.

El alcance del presente trabajo no contempla planos a desarrollarse posteriormente:

- Planos eléctricos
- Planos civiles
- Planos Mecánicos
- Planos P&ID
- Planos de procesos

- **Plan de ejecución preliminar del proyecto**

- Fijar las bases del proyecto para fases subsecuentes al irse ampliando el alcance del mismo
- Definir el proyecto, describir la planificación, restricciones, roles y responsabilidades
- Definir los recursos financieros y mecanismos de control del proyecto
- Definir los sistemas administrativos y procedimientos
- Definir la estrategia del equipo del proyecto para planificar y ejecutar el proyecto
- Identificar los riesgos

- **Alcance del plan**

Se plantea una estrategia para desarrollar el proyecto conforme las actividades de las fases presentadas en el desarrollo de este capítulo

- **Diagrama del proceso.**

Se plantea un diagrama general de cómo tiene que estar instalado el proyecto como indica la figura 5.2.

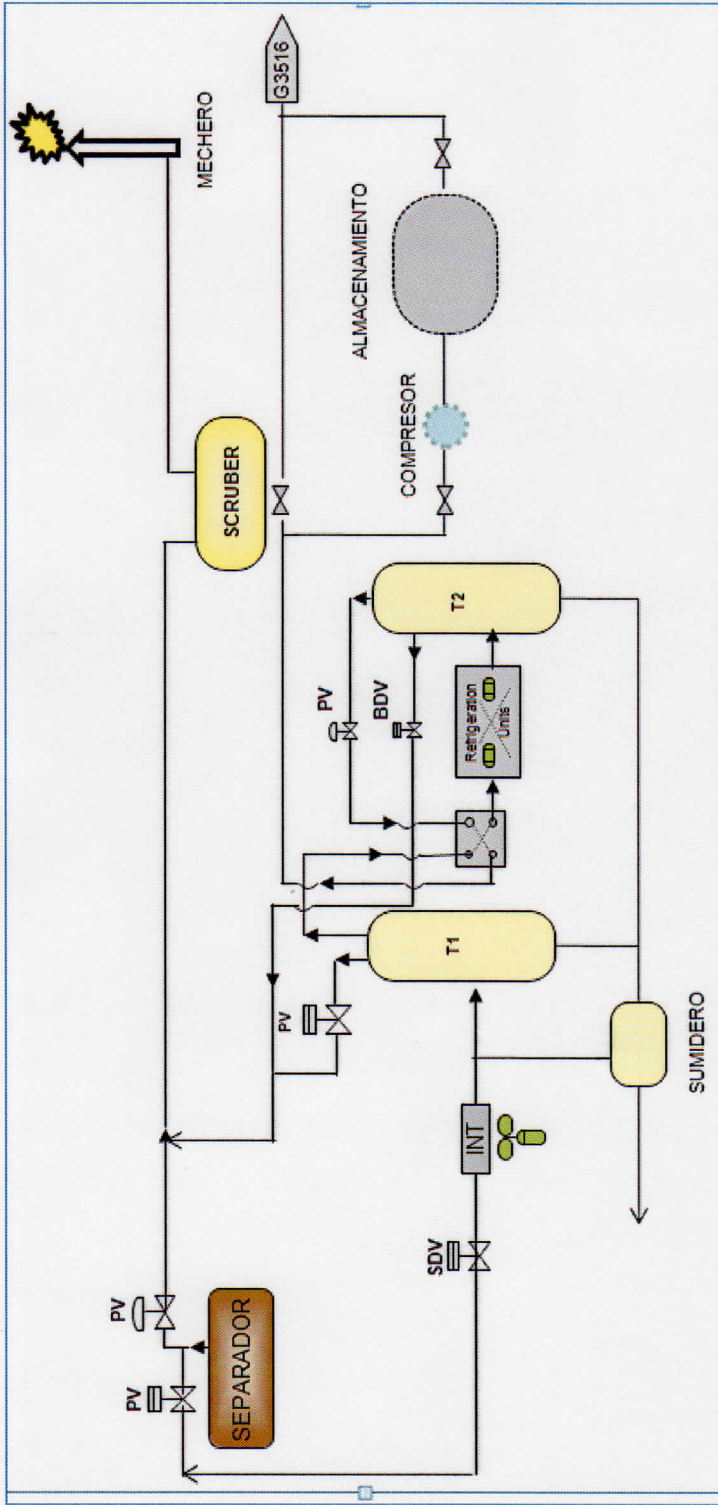


Figura 5.2. Diagrama del proceso proyectado

- **Control del plan de ejecución del proyecto**

Este plan es un documento dinámico y será revisado cada vez que se realicen cambios de alcance, requerimientos, especificaciones o necesite ser actualizado.

- **Gestión del proyecto**

Para lograr los objetivos es necesario implementar un conjunto de planes de gestión que nos ayudaran a controlar las aéreas y objetivos del proyecto

- Plan de gestión de Cambios.  
Consiste en la planificación del proyecto de modo que minimice gastos
- Plan de gestión de costos:  
Utilizar cualquier herramienta de control de costos para mejorar el desempeño
- Plan de gestión de adquisiciones:  
Realizar contacto con los distribuidores de los equipos ya instalados en campo o para la adquisición de los equipos planteados.
- Plan de seguridad, salud y medioambiente:  
Se asegurara de que los recursos para seguridad, salud y ambiente se encuentren disponibles durante el avance del proyecto
- Control de avances:  
Utilizar cualquier tipo de herramienta que permita verificar el avance con respecto al tiempo y apreciar la diferencia entre lo programado y avance real

- **Cronograma estimado del proyecto**

A esta fase de proyecto conceptual se tiene el avance en meses de las diferentes fases del proyecto, el proyecto se presupuesta realizar en un año.

**Tabla 5.10.** Cronograma de avance del proyecto

ACTIVIDADES	2015											
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
ELABORACIÓN DE PLIEGOS	■											
INGENIERIA BÁSICA		■										
INGENIERIA DE DETALLE			■									
PROCURA DE MATERIALES				■	■	■						
OBRA CIVIL							■	■	■			
OBRA MECANICA							■	■	■			
OBRA ELECTRICA							■	■	■			
OBRA INGENIERIA & CONTROL								■	■	■		
COMISIONADO Y PUESTA EN MARCHA											■	■

- **Completación del proyecto**

Durante la ejecución del proyecto se documentara todo lo concerniente al avance en cada una de las etapas del proyecto.

- Durante la fase de proyecto básico
  - Se deberá entregar la documentación de diseño básico
  - Plan de compras
  - Informe de lecciones aprendidas en esta etapa
  - Plan definitivo del proyecto
  - Plano eléctricos
  - Planos civiles
  - Planos mecánicos
  - Plano de procesos

- Pliegos técnicos para licitación para compra de equipos, montaje construcción y puesta en marcha.
- Durante la fase de Ejecución
  - Evaluación de desempeño de proveedores
  - Documentación de respaldo
  - Informe de lecciones aprendidas en la etapa
  - Aceptación del alcance del proyecto
  - Plano eléctricos
  - Planos civiles
  - Planos mecánicos
  - P & ID
  - Planos “AS Built”
- Completación de la fase de cierre
  - Informe de cierre operacional inicial
  - Documentación de respaldo
  - Informe de lecciones aprendidas del proyecto
  - Estimado de costos recurrentes de operación
  - Evaluación final de proyecto
  - Documentos de aceptación

En esta etapa el proyecto es entregado a operaciones y se realiza el cierre con los documentos citados

### **Conclusiones del capítulo**

- Se ha propuesto como proyecto la instalación de un grupo electrógeno a gas G3516 LE Caterpillar con características similares a los que se tiene actualmente 3512 B Caterpillar, esto ayudara a la interconexión en paralelo sin mayor dificultad debido a que la tecnología es igual.
- El proyecto seleccionado presenta un VAN= 483666 con una TIR de 19% lo cual respalda que el proyecto es rentable
- El tiempo de recuperación de inversión es 3,083 años
- El proyecto podría estar en funcionamiento máximo de un año.
- Con respecto al campo ambiental se está reduciendo la polución por NOx, monóxido de carbono, debido a que se apagar un motor a diesel para utilizar el gas combustionado en el mechero.

## CONCLUSIONES GENERALES.

1. Se valida la hipótesis mediante la simulación que se pueden aprovechar los gases asociados al petróleo producto de 47 pozos productores de petróleo en el Pad OSO B, a través de un proceso de enfriamiento y separación de su composición más pesada, el volumen y poder calorífico de la nueva corriente de gas es suficiente para utilizar en un motor de combustión interna que utiliza gas como combustible de la marca Caterpillar
2. En el marco teórico se ha determinado el uso eficiente del gas asociado para la utilización en motores de combustión interna y turbinas
3. En el estudio técnico que se realizó al gas asociado al petróleo se identificó que los componentes principales son Propano (15,578 %), n-Butano (15,848 %), Metano (16,581 %), con un poder calorífico de PCI = 83,936 (MJ/Nm<sup>3</sup>) y PCS = 89,585 (MJ/Nm<sup>3</sup>) en un volumen de gas de 47 pozos productores es 8674,8 m<sup>3</sup>/día, 748 m<sup>3</sup>/hora.
4. Se identifica una tecnología apropiada que consiste: instalación de una planta de tratamiento de gas, un cooler con capacidad de enfriar el gas de - 34.4 °C, un vessel de 3.9 m<sup>3</sup>, un intercambiador de calos que incrementa la temperatura a 15.5 °C y posterior utilización en un motor de combustión interna G 3516 LE Caterpillar
5. Se realizó el análisis económico utilizando los principales indicadores como el VAN= 483666 y TIR = 19% el cual indica que la instalación de un motor generador a gas en reemplazo de uno a diesel es viable para la generación de energía eléctrica mediante la utilización de gas asociado al petróleo.

6. Se ratifica la selección en la opción de utilizar el gas asociados al petróleo en la utilización de un motor a gas G3516LE a través de una propuesta preliminar para la instalación.



## **RECOMENDACIONES**

1. Enfatizar el estudio en el tiempo de vida de un pozo de extracción de crudo, mediante el análisis individual de los mismos, para determinar componentes y poder calórico para crear una tendencia y comportamiento.
2. Realizar un estudio que utilice un carburador para transformar los motores convencionales a Byfuel que usen gas y diesel y así minimizar costos de producción y emisiones de gases a la atmosfera sin cambiar el motor a diesel.
3. Realizar estudios de valoración de los gases asociados al petróleo en plataformas de producción mayor o igual a 50 pozos productores para instalación de motores a gas en lugar de motores a diesel.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Asamblea Nacional (2008) *Constitución del Ecuador*, Recuperado de [http://www.asambleanacional.gov.ec/documentos/constitucion\\_de\\_bolsillo.pdf](http://www.asambleanacional.gov.ec/documentos/constitucion_de_bolsillo.pdf)
2. Arequipa, H (2013). *Estandarización de las inspecciones técnicas para sistemas de medición dinámica de hidrocarburos en las estaciones de producción del distrito amazónico*, Quito-Ecuador
3. Arrocmena, J (2008). *Cogeneración*, Guayaquil-Ecuador
4. Baquero, M (2006). *Principios de cromatografía de gases*, San Jose-Costarica
5. Barluenga, J(1987). *Manual de Química Orgánica*, Barcelona
6. Borello, A (1994). *El Plan de Negocios*, México
7. Cangui& Salazar (2011). Estudio técnico para Implementación de medidores de Flujo Multifásico en las instalaciones de los Campos drago y Arazá. Escuela Politécnica Nacional.
8. Caterpillar Inc., (2000) *Engine Performance*, EEUU
9. CEPAL, (2013), *Recursos naturales Situacion y tendencias para una agenda de desarrollo regionalen America Latina y el Caribe*, Chile
10. Cisneros, D (2003). *Integración de la Cogeneración en el Mercado Eléctrico Sevilla-España:Universidad Pontificia Comillas*
11. CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), (2009). *Estadística del Sector EléctricoEcuatoriano 2009*, recuperado de: <http://www.conelec.gov.ec/>, Estadísticas/Indicadores del Sector/Oferata Anual deEnergía Eléctrica por tipo de fuente energética
12. CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), (2011). *Regulación No. 004/11, Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovable noConvencionales*. Recuperado de: <http://www.conelec.gov.ec/>.
13. CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), (2011). *Regulación No. 008/08, Procedimiento para el seguimiento y evaluación de los planes de inversión de las entidades de distribución de energía eléctrica*. Recuperado de: <http://www.conelec.gov.ec/>.
14. CURBELO Alonso, Dr. Alfredo, (2010). *Informe de Evaluación de Medio Térmico: Energía Renovable para la Generación de Energía Eléctrica –*

- Electrificación de Galápagos con Energías Renovables.* Recuperado de: <http://www.undp.org/evaluationadmin/downloaddocument.html?docid=4648>
15. Díaz de Santos S.A. (1994) *El Plan de negocios*, Madriz- España
  16. Echeverría, G (2009) *Simulación y Optimización de una planta de separación y estabilización de gas y condensados*, Mexico DF-Mexico
  17. Espinoza, Juan L., (2010). *Energía Renovable en Ecuador: Situación actual y perspectivas*, Presentación en Conferencia USFQ, Quito, Ecuador, julio 2010. USFQ:Quito.
  18. Gido, J (2008). *El Plan de Negocios*, México DF- México
  19. Gonzalez J., M Latorde, M.P. Gonzalez, J Ayastuy, M. Gutierrez (1994), *Transformación catalítica del gas natural. I. Gas Natural: Propiedades y aplicabilidad.* ISSN 0716-8756. La Serena, Chile
  20. Hernández, F (1986) *Metrología Dimensional*. Editorial ISPJAE. Ciudad Habana
  21. Colman J, *Métodos experimentales para ingenieros*, Libros Mc Graw-Hill de México S.A., de C. V., 1997.
  22. MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable), (2008), *Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética del Ecuador*, mayo 2008.
  23. MEER ((Ministerio de Electricidad y Energía Renovable), (2009), *Informe de resultados del proyecto de Focos ahorradores 2009*, Dirección Nacional de Eficiencia Energética
  24. MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable), (2010), *Sector eléctrico preparado para el estiaje 2010*, Recuperado de: <http://www.meer.gov.ec/>
  25. MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable), 2008p, *Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética del Ecuador*, mayo 2008.
  26. Ministerio de industria Energía y Turismo España, (2012). *Gas Natural* recuperado 05 de noviembre de 2013, de <http://www.minetur.gob.es/energia/gas/gas/paginas/gasnatural.aspx>
  27. OPEXenergy (2013). Principios de la Turbina a gas, Recuperado el 5 de junio del 2013, de
  28. OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), (2009), *Sistema de Información Económica Energética (SIEE) (2010)*. Recuperado de: <http://www.olade.org/producto/SIEE>

29. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), *Políticas Energéticas del Ecuador 2008 – 2020*. Quito: MEER.
30. Parra, C (2012). *Ingeniería de mantenimiento Fiabilidad aplicada en la gestión de activos*
31. Parra, E(2003). *Petroleo y Gas Natural: Industria, Mercados y Precio*. Madrid
32. PNUD, (2006). *Energía Renovable para la Generación de Energía Eléctrica – Electrificación de Galápagos con Energía Renovable – Full Size – Ergal II*. Recuperado de: <http://www.undp.org.ec/desarrollosostenible.php>
33. Siemens, (2012), *La generación eléctrica a gas a gran escala: Las centrales de ciclo combinado*, recuperado de : <http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/Santiago%20de%20Compostela%202012%2005%2009/2.%20Daniel%20Fuster.pdf>
34. Olade (2011) CASO ECUADOR *Informe Final Componente 1: Línea Base de las Tecnologías Energéticas Componente 2: Estado del Arte de las Energías Renovables* recuperado de: [http://www.renenergyobservatory.org/uploads/media/Ecuador\\_Producto\\_1\\_y\\_2\\_Esp.pdf](http://www.renenergyobservatory.org/uploads/media/Ecuador_Producto_1_y_2_Esp.pdf)
35. Soluciones de software para Ingeniería (2005). *Zgas 3*. Recuperado el 22 de octubre del 2013 de: <http://www.nvlsoftware.com.ar/zgas.htm>
36. Villares, M(2003). *Cogeneración*. Madrid
37. Wikipedia. (2010). Recuperado el 23 de octubre de 2013 de: [http://es.wikipedia.org/wiki/Dióxido\\_de\\_carbono](http://es.wikipedia.org/wiki/Dióxido_de_carbono)
38. Wikipedia. (2010). Recuperado el 23 de octubre de 2013 de: [http://es.wikipedia.org/wiki/Dióxido\\_de\\_carbono](http://es.wikipedia.org/wiki/Dióxido_de_carbono)

# **ANEXOS**

## **ANEXO 1**

**Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and relative Density of gaseous fuels)**



# Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels<sup>1</sup>

This standard is issued under the fixed designation D 3588; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon ( $\epsilon$ ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

## 1. Scope

1.1 This practice covers procedures for calculating heating value, relative density, and compressibility factor at base conditions (14.696 psia and 60°F (15.6°C)) for natural gas mixtures from compositional analysis.<sup>2</sup> It applies to all common types of utility gaseous fuels, for example, dry natural gas, reformed gas, oil gas (both high and low Btu), propane-air, carbureted water gas, coke oven gas, and retort coal gas, for which suitable methods of analysis as described in Section 6 are available. Calculation procedures for other base conditions are given.

1.2 The values stated in inch-pound units are to be regarded as the standard. The SI units given in parentheses are for information only.

1.3 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.*

## 2. Referenced Documents

### 2.1 ASTM Standards:

- D 1717 Methods for Analysis of Commercial Butane-Butene Mixtures and Isobutylene by Gas Chromatography<sup>3</sup>
- D 1945 Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography<sup>4</sup>
- D 1946 Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography<sup>4</sup>
- D 2163 Test Method for Analysis of Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propane Concentrates by Gas Chromatography<sup>5</sup>

D 2650 Test Method for Chemical Composition of Gases by Mass Spectrometry<sup>6</sup>

### 2.2 GPA Standards:

- GPA 2145 Physical Constants for the Paraffin Hydrocarbons and Other Components in Natural Gas<sup>7</sup>
- GPA Standard 2166 Methods of Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography<sup>7</sup>
- GPA 2172 Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, and Compressibility Factor for Natural Gas Mixtures from Compositional Analysis<sup>7,8</sup>
- GPA Standard 2261 Method of Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography<sup>7</sup>
- GPA Technical Publication TP-17 Table of Physical Properties of Hydrocarbons for Extended Analysis of Natural Gases<sup>7</sup>

GPSA Data Book, Fig. 23-2, Physical Constants<sup>7</sup>

### 2.3 TRC Document:

TRC Thermodynamic Tables—Hydrocarbons<sup>9</sup>

### 2.4 ANSI Standard:

ANSI Z 132.1-1969: Base Conditions of Pressure and Temperature for the Volumetric Measurement of Natural Gas<sup>10,11</sup>

## 3. Terminology

### 3.1 Definitions:

3.1.1 *British thermal unit*—the defined International Tables British thermal unit (Btu).

3.1.1.1 *Discussion*—The defining relationships are:

$$1 \text{ Btu} \cdot \text{lb}^{-1} = 2.326 \text{ J} \cdot \text{g}^{-1} \text{ (exact)}$$

$$1 \text{ lb} = 453.592 \text{ 37 g (exact)}$$

By these relationships, 1 Btu = 1 055.055 852 62 J (exact). For most purposes, the value (rounded) 1 Btu = 1055.056 J is adequate.

3.1.2 *compressibility factor (z)*—the ratio of the actual

<sup>1</sup> This practice is under the jurisdiction of ASTM Committee D-3 on Gaseous Fuels and is the direct responsibility of Subcommittee D03.03 on Determination of Heating Value and Relative Density of Gaseous Fuels.

Current edition approved May 10, 1998. Published April 1999. Originally published as D 3588 – 98.

<sup>2</sup> A more rigorous calculation of  $Z(T,P)$  at both base conditions and higher pressures can be made using the calculation procedures in "Compressibility and Super Compressibility for Natural Gas and Other Hydrocarbon Gases," American Gas Association Transmission Measurement Committee Report 8, AGA Cat. No. XQ1285, 1985, AGA, 1515 Wilson Blvd., Arlington, VA 22209.

<sup>3</sup> Discontinued, see 1983 *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.01.

<sup>4</sup> *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.05.

<sup>5</sup> *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.01.

<sup>6</sup> *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.02.

<sup>7</sup> Available from Gas Processors Association, 6526 E. 60th, Tulsa, OK 74145.

<sup>8</sup> A program in either BASIC or FORTRAN suitable for running on computers, available from the Gas Processors Association, has been found satisfactory for this purpose.

<sup>9</sup> Available from Thermodynamics Research Center, The Texas A&M University, College Station, TX 77843-3111.

<sup>10</sup> Available from the American National Standards Institute, 11 W. 42nd St., 13th Floor, New York, NY 10036.

<sup>11</sup> Supporting data are available from ASTM Headquarters. Request RR:D03-1007.

volume of a given mass of gas at a specified temperature and pressure to its volume calculated from the ideal gas law under the same conditions.

3.1.3 *gross heating value*—the amount of energy transferred as heat from the complete, ideal combustion of the gas with air, at standard temperature, in which all the water formed by the reaction condenses to liquid. The values for the pure gases appear in GPA Standard 2145, which is revised annually. If the gross heating value has a volumetric rather than a mass or molar basis, a base pressure must also be specified.

3.1.4 *net heating value*—the amount of energy transferred as heat from the total, ideal combustion of the gas at standard temperature in which all the water formed by the reaction remains in the vapor state. Condensation of any "spectator" water does not contribute to the net heating value. If the net heating value has a volumetric rather than a mass or molar basis, a base pressure must also be specified.

3.1.5 *relative density*—the ratio of the density of the gaseous fuel, under observed conditions of temperature and pressure, to the density of dry air (of normal carbon dioxide content) at the same temperature and pressure.

3.1.6 *standard cubic foot of gas*—the amount of gas that occupies 1 ft<sup>3</sup> (0.028 m<sup>3</sup>) at a temperature of 60°F (15.6°C) under a given base pressure and either saturated with water vapor (wet) or free of water vapor (dry) as specified (see ANSI Z 132.1). In this practice, calculations have been made at 14.696 psia and 60°F (15.6°C), because the yearly update of GPA 2145 by the Thermodynamics Research Center, on which these calculations are based, are given for this base pressure. Conversions to other base conditions should be made at the end of the calculation to reduce roundoff errors.

3.1.7 *standard temperature (USA)*—60°F (15.6°C).

## 3.2 Symbols:

### 3.2.1 Nomenclature:

3.2.1.1 *B*—second virial coefficient for gas mixture

3.2.1.2  $\sqrt{\beta_{ij}}$ —summation factor for calculating real gas correction (alternate method)

3.2.1.3 (*cor*)—corrected for water content

3.2.1.4 (*dry*)—value on water-free basis

3.2.1.5 *d*—density for gas relative to the density of air.

3.2.1.6 *d<sup>id</sup>*—ideal relative density or relative molar mass, that is, molar mass of gas relative to molar mass of air

3.2.1.7 *G<sup>id</sup>*—molar mass ratio

3.2.1.8 *H<sub>m</sub><sup>id</sup>*—gross heating value per unit mass

3.2.1.9 *H<sub>v</sub><sup>id</sup>*—gross heating value per unit volume

3.2.1.10 *H<sub>n</sub><sup>id</sup>*—gross heating value per unit mole

3.2.1.11 *h<sub>m</sub><sup>id</sup>*—net heating value per unit mass

3.2.1.12 *h<sub>v</sub><sup>id</sup>*—net heating value per unit volume

3.2.1.13 *h<sub>n</sub><sup>id</sup>*—net heating value per unit mole

3.2.1.14 *a, b, c*—in Eq 1, integers required to balance the equation: C, carbon; H, hydrogen; S, sulfur; O, oxygen

3.2.1.15 (*id*)—ideal gas state

3.2.1.16 (*l*)—liquid phase

3.2.1.17 *M*—molar mass

3.2.1.18 *m*—mass flow rate

3.2.1.19 *n*—number of components

3.2.1.20 *P*—pressure in absolute units (psia)

3.2.1.21 *Q<sup>id</sup>*—ideal energy per unit time released as heat upon combustion

3.2.1.22 *R*—gas constant, 10.7316 psia.ft<sup>3</sup>/(lb mol•R) in this practice (based upon *R* = 8.314 48 J/(mol•K))

3.2.1.23 (*sat*)—denotes saturation value

3.2.1.24 *T*—absolute temperature, °R = °F + 459.67 or *K* = °C + 273.15

3.2.1.25 (*T, P*)—value dependent upon temperature and pressure

3.2.1.26 *V*—gas volumetric flow rate

3.2.1.27 *x*—mole fraction

3.2.1.28 *Z*—gas compressibility factor repeatability of property

3.2.1.29  $\delta$ —repeatability of property

3.2.1.30  $\rho$ —density in mass per unit volume

3.2.1.31  $\sum_{j=1}^n$ —property summed for Components 1 through *n*, where *n* represents the total number of components in the mixture

### 3.2.2 Superscripts:

3.2.2.1 *id*—ideal gas value

3.2.2.2 *l*—liquid

3.2.2.3  $\sigma$ —value at saturation (vapor pressure)

3.2.2.4 '—reproducibility

### 3.2.3 Subscripts:

3.2.3.1 *a*—value for air

3.2.3.2 *a*—relative number of atoms of carbon in Eq 1

3.2.3.3 *b*—relative number of atoms of hydrogen in Eq 1

3.2.3.4 *c*—relative number of atoms of sulfur in Eq 1

3.2.3.5 *j*—property for component *j*

3.2.3.6 *ii*—non-ideal gas property for component *i*

3.2.3.7 *ij*—non-ideal gas property for mixture of *i* and *j*

3.2.3.8 *jj*—non-ideal gas property for component *j*

3.2.3.9 *w*—value for water

3.2.3.10 1—property for Component 1

3.2.3.11 2—property for Component 2

## 4. Summary of Practice

4.1 The ideal gas heating value and ideal gas relative density at base conditions (14.696 psia and 60°F (5.6°C)) are calculated from the molar composition and the respective ideal gas values for the components; these values are then adjusted by means of a calculated compressibility factor.

## 5. Significance and Use

5.1 The heating value is a measure of the suitability of a pure gas or a gas mixture for use as a fuel; it indicates the amount of energy that can be obtained as heat by burning a unit of gas. For use as heating agents, the relative merits of gases from different sources and having different compositions can be compared readily on the basis of their heating values. Therefore, the heating value is used as a parameter for determining the price of gas in custody transfer. It is also an essential factor in calculating the efficiencies of energy conversion devices such as gas-fired turbines. The heating values of a gas depend not only upon the temperature and pressure, but also upon the degree of saturation with water vapor. However, some calorimetric methods for measuring heating values are based upon the gas being saturated with water at the specified conditions.



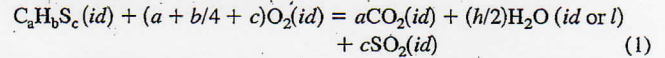
5.2 The relative density (specific gravity) of a gas quantifies the density of the gas as compared with that of air under the same conditions.

6. Methods of Analysis

6.1 Determine the molar composition of the gas in accordance with any ASTM or GPA method that yields the complete composition, exclusive of water, but including all other components present in amounts of 0.1 % or more, in terms of components or groups of components listed in Table 1. At least 98 % of the sample must be reported as individual components (that is, not more than a total of 2 % reported as groups of components such as butanes, pentanes, hexanes, butenes, and so forth). Any group used must be one of those listed in Table 1 for which average values appear. The following test methods are applicable to this practice when appropriate for the sample under test: Test Methods D 1717, D 1945, D 2163, and D 2650.

7. Calculation—Ideal Gas Values; Ideal Heating Value

7.1 An ideal combustion reaction in general terms for fuel and air in the ideal gas state is:



where *id* denotes the ideal gas state and *l* denotes liquid phase. The ideal net heating value results when all the water remains in the ideal gas state. The ideal gross heating value results when all the water formed by the reaction condenses to liquid. For water, the reduction from  $H_2O(id)$  to  $H_2O(l)$  is  $H_w^{id} - H_w^l$ , the ideal enthalpy of vaporization, which is somewhat larger than the enthalpy of vaporization  $H_w^v - H_w^l$ .

7.1.1 Because the gross heating value results from an ideal combustion reaction, ideal gas relationships apply. The ideal gross heating value per unit mass for a mixture,  $H_m^{id}$ , is:

TABLE 1 Properties of Natural Gas Components at 60°F and 14.696 psia<sup>A</sup>

Compound	Formula	Molar Mass, lb·lbmol <sup>-1B</sup>	Molar Mass, Ratio, G <sup>idC</sup>	Ideal Gross Heating Value <sup>D</sup>			Ideal Net Heating Value			Summation Factor, D <sub>p</sub> , psia <sup>-1</sup>
				H <sub>n</sub> <sup>id</sup> , kJ·mol <sup>-1</sup>	H <sub>m</sub> <sup>id</sup> , Btu·lbm <sup>-1</sup>	H <sub>v</sub> <sup>id</sup> , Btu·ft <sup>-3</sup>	H <sub>n</sub> <sup>id</sup> , kJ·mol <sup>-1</sup>	H <sub>m</sub> <sup>id</sup> , Btu·lbm <sup>-1</sup>	H <sub>v</sub> <sup>id</sup> , Btu·ft <sup>-3</sup>	
Hydrogen	H <sub>2</sub>	2.0159	0.069 60	286.20	6 1022	324.2	241.79	51 566	273.93	0
Helium	He	4.0026	0.138 20	0	0	0	0	0	0	0
Water	H <sub>2</sub> O	18.0153	0.622 02	44.409	1059.8	50.312	0	0	0	0.0623
Carbon monoxide	CO	28.010	0.967 11	282.9	4342	320.5	282.9	4 342	320.5	0.0053
Nitrogen	N <sub>2</sub>	28.0134	0.967 23	0	0	0	0	0	0	0.0044
Oxygen	O <sub>2</sub>	31.9988	1.104 8	0	0	0	0	0	0	0.0073
Hydrogen sulfide	H <sub>2</sub> S	34.08	1.176 7	562.4	7 094.2	637.1	517.99	6 534	586.8	0.0253
Argon	Ar	39.948	1.379 3	0	0	0	0	0	0	0.0071
Carbon dioxide	CO <sub>2</sub>	44.010	1.519 6	0	0	0	0	0	0	0.0197
Air	E	28.9625	1.000 0	0	0	0	0	0	0	0.0050
Methane	CH <sub>4</sub>	16.043	0.553 92	891.63	23 891	1010.0	802.71	21 511	909.4	0.0116
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30.070	1.038 2	1562.06	22 333	1769.7	1428.83	20 429	1618.7	0.0239
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44.097	1.522 6	2220.99	21 653	2516.1	2043.3	19 922	2314.9	0.0344
i-Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	2.006 8	2870.45	21 232	3251.9	2648.4	19 590	3000.4	0.0458
n-Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	2.006 8	2879.63	21 300	3262.3	2657.6	19 658	3010.8	0.0478
i-Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	2.491 2	3531.5	21 043	4000.9	3265.0	19 456	3699.0	0.0581
n-Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	2.491 2	3535.8	21 085	4008.9	3269.3	19 481	3703.9	0.0631
n-Hexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	2.975 5	4198.1	20 943	4755.9	3887.2	19 393	4403.9	0.0802
n-Heptane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.204	3.459 8	4857.2	20 839	5502.5	4501.9	19 315	5100.3	0.0944
n-Octane	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114.231	3.944 1	5515.9	20 759	6248.9	5116.2	19 256	5796.2	0.1137
n-Nonane	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	128.258	4.428 4	6175.9	20 701	6996.5	5731.8	19 213	6493.6	0.1331
n-Decane	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	142.285	4.912 7	6834.9	20 651	7742.9	6346.4	19 176	7189.9	0.1538
Neopentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.015	2.491 2	3517.27	20 958	3985	3250.8	19 371	3683	...
2-Methylpentane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	2.975 5	4190.43	20 905	4747	3879.6	19 355	4395	0.080
3-Methylpentane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	2.975 5	4193.03	20 918	4750	3882.2	19 367	4398	0.080
2,2-Dimethylbutane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	2.975 5	4180.63	20 856	4736	3869.8	19 306	4384	0.080
2,3-Dimethylbutane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	2.975 5	4188.41	20 895	4745	3877.5	19 344	4393	0.080
Cyclopropane	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	42.081	1.452 9	2092.78	21 381	2371	1959.6	20 020	2220	...
Cyclobutane	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56.108	1.937 3	2747.08	21 049	2747	2569.4	19 688	2911	...
Cyclopentane	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70.134	2.421 5	3322.04	20 364	3764	3100.0	19 003	3512	...
Cyclohexane	C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	84.161	2.905 9	3955.84	20 208	4482	3689.4	18 847	4180	...
Ethyne (acetylene)	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	26.038	0.899 0	1301.32	21 487	1474	1256.9	20 753	1424	0.021
Ethene (ethylene)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	28.054	0.968 6	1412.06	21 640	1600	1323.2	20 278	1499	0.020
Propene (propylene)	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	42.081	1.452 9	2059.35	21 039	2333	1926.1	19 678	2182	0.033
Benzene	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	78.114	2.697 1	3202.74	18 177	3742	3169.5	17 444	3591	0.069
Butanes (ave)	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	2.006 8	2875	21 266	3257	2653	19 623	3006	0.046
Pentanes (ave)	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	2.491 2	3534	21 056	4003	3267	19 469	3702	0.062
Hexanes (ave)	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	2.975 5	4190	20 904	4747	3879	19 353	4395	0.080
Butenes (ave)	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56.108	1.937 2	2716	20 811	3077	2538	19 450	2876	0.046
Pentenes (ave)	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70.134	2.421 5	3375	20 691	3824	3153	19 328	3572	0.060

<sup>A</sup>This table is consistent with GPA 2145-89, but it is necessary to use the values from the most recent edition of GPA 2145 for custody transfer calculations.

<sup>B</sup>1984 Atomic Weights: C = 12.011, H = 1.00794, O = 15.9994, N = 14.0067, S = 32.06.

<sup>C</sup>Molar mass ratio is the ratio of the molar mass of the gas to that of air.

<sup>D</sup>Based upon ideal reaction; the entry for water represents the total enthalpy of vaporization.

<sup>E</sup>Composition from: F. E. Jones, *J. Res. Nat. Bur. Stand.*, Vol. 83, 419, 1978.

$$H_m^{id} = \sum_{j=1}^n x_j M_j H_{m,j}^{id} / \sum_{j=1}^n x_j M_j \quad (2)$$

where:  $x_j$  is the mole fraction of Component  $j$ ,  $M_j$  is the molar mass of Component  $j$  from Table 1, and  $n$  is the total number of components.

7.1.2  $H_{m,j}^{id}$  is the pure component, ideal gross heating value per unit mass for Component  $j$  (at 60°F (15.6°C) in Table 1). Values of  $H_m^{id}$  are independent of pressure, but they vary with temperature.

7.2 Ideal Gas Density

7.2.1 The ideal gas density,  $\rho^{id}$ , is:

$$\rho^{id} = (P/RT) \sum_{j=1}^n x_j M_j = MP/RT \quad (3)$$

where:  $M$  is the molar mass of the mixture,

$$M = \sum_{j=1}^n x_j M_j \quad (4)$$

$P$  is the base pressure in absolute units (psia),  $R$  is the gas constant, 10.7316 psia.ft<sup>3</sup>/(lb mol•°R) in this practice, based upon  $R = 8.314 48$  J/(mol•K),  $T$  is the base temperature in absolute units (°R = °F + 459.67). Values of the ideal gas density at 60°F (15.6°C) and 14.696 psia are in GPA Standard 2145.

7.3 Ideal Relative Density:

7.3.1 The ideal relative density  $d^{id}$  is:

$$d^{id} = \sum_{j=1}^n x_j d_j = \sum x_j M_j / M_a = M/M_a \quad (5)$$

where:  $M_a$  is the molar mass of air. The ideal relative density is the molar mass ratio.

7.4 Gross Heating Value per Unit Volume:

7.4.1 Multiplication of the gross heating value per unit mass by the ideal gas density provides the gross heating value per unit volume,  $H_v^{id}$ :

$$H_v^{id} = \rho^{id} H_m^{id} = \sum_{j=1}^n x_j H_{v,j}^{id} \quad (6)$$

$H_{v,j}^{id}$  is the pure component gross heating value per unit volume for Component  $j$  at specified temperature and pressure (60°F (15.6°C) and 14.696 psia in Table 1, ideal gas values).

7.4.2 Conversion of values in Table 1 to different pressure bases results from multiplying by the pressure ratio:

$$H_v^{id}(P) = H_v^{id}(P = 14.696) \times P/14.696 \quad (7)$$

7.5 Real Gas Values—Compressibility Factor:

7.5.1 The compressibility factor is:

$$Z(T,P) = \rho^{id} / \rho = (MP/RT) / \rho \quad (8)$$

where  $\rho$  is the real gas density in mass per unit volume. At conditions near ambient, the truncated virial equation of state satisfactorily represents the volumetric behavior of natural gas:

$$Z(T,P) = 1 + BP/RT \quad (9)$$

where  $B$  is the second virial coefficient for the gas mixture. The second virial coefficient for a mixture is:

$$B = x_1^2 B_{11} + x_2^2 B_{22} + \dots + x_n^2 B_{nn} + 2x_1 x_2 B_{12} + \dots + 2x_{n-1} x_n B_{n-1,n} \\ = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j B_{ij} \quad (10)$$

where  $B_{jj}$  is the second virial coefficient for Component  $j$  and  $B_{ij}$  is the second cross virial coefficient for Components  $i$  and  $j$ . The second virial coefficients are functions of temperature. Eq 9 can be used with Eq 10 for calculation of the compressibility factor for the various pressure bases, but it is not accurate at pressures greater than two atmospheres. Special treatment is not required for H<sub>2</sub> and He at mole fractions up to 0.01. Calculations can be made with  $B_{jj} = 0$  for hydrogen and helium.

7.5.2 Eq 9 and Eq 10 for calculation of  $Z(T,P)$  for a gas mixture are rigorous but require considerable calculations and information that is not always available. An alternative, approximate expression for  $Z(T,P)$  that is more convenient for hand calculations is:

$$Z(T,P) = 1 - P \left[ \sum_{j=1}^n x_j \sqrt{\beta_{jj}} \right]^2 \quad (11)$$

where  $\beta_{jj} = B_{jj}/RT$  and  $\sqrt{\beta_{jj}}$  is the summation factor for Component  $j$ . Values of  $\sqrt{\beta_{jj}}$  at 60°F (15.6°C) appear in Table 2. The method based upon Eq 11 has been adopted for this practice.

7.6 Real Gas Density:

7.6.1 The real gas density  $\rho$  at a specific temperature and pressure is:

$$\rho = \rho^{id} / Z \quad (12)$$

where:  $\rho^{id}$  and  $Z$  are evaluated at the same temperature and pressure.

7.7 Real Relative Density:

7.7.1 The real relative density,  $d$  is:

$$d = \rho / \rho_a = MZ_a / MZ \quad (13)$$

7.8 Real Heating Value—The real heating value is not given by division of the ideal heating value by the compressibility factor. Real gas heating values differ from the ideal gas values by less than one part in 10<sup>4</sup> at 14.696 psia, which is of the order of the accuracy of the heating values.

7.9 Gross Heating Value of Water Wet Gas:

7.9.1 If the gas contains water as a component but the compositional analysis is on a dry basis, it is necessary to adjust the mole fractions to reflect the presence of water. The corrected mole fractions are:

$$x_j(\text{cor}) = x_j(1 - x_w) \quad (14)$$

The mole fraction of water can range from zero up to the saturated value. The saturated value for  $x_w$  is, assuming Raoult's Law:

$$x_w(\text{sat}) = P_w^o / P \quad (15)$$

where:  $P_w^o$  is the vapor pressure of water (0.256 36 psia at 60°F (15.6°C)).

7.9.2 Technically, water has a gross heating value, the ideal enthalpy of condensation. If only the water that is formed during the combustion condenses, then the heat released upon combustion of a wet gas with dry air becomes:

$$H_v^{id}(\text{wet gas}) = (1 - x_w) H_v^{id}(\text{dry gas}) \quad (16)$$

For water-saturated gas,  $x_w$  at 60°F (15.6°C) is 0.256 36/ $P_b$  where  $P_b$  is the base pressure. Eq 16 is adequate for custody transfer applications as a matter of definition. However, this

**TABLE 2 Example Calculations of Gas Properties at 60°F and 14.696 psia (Gas Analysis on Dry Basis)<sup>A</sup>**

NOTE 1—Division of  $H_v^{id}$  by  $Z$  does not give a real gas heating value but rather an ideal gas heating value per real cubic feet. Any digits carried beyond 1 part in 1000 are not significant but only alleviate roundoff error. Although  $CO_2$  has a carbon atom, its  $\alpha = 0$  because it is not part of the fuel formula  $C_\alpha H_\beta S_\gamma$ .

Compound	$x_i$	$\alpha_i$	$\beta_i$	$\gamma_i$	$H_v^{id}$	$G_i^{id}$	$b_i$	$x\alpha_i$	$x\beta_i$	$x\gamma_i$	$x_i H_v^{id}$	$x_i G_i^{id}$	$x_i b_i$
Methane	0.8302	1	4	0	1010.0	0.553 92	0.0116	0.8302	3.3208	0	838.5	0.4599	0.009 63
Ethane	0.0745	2	6	0	1769.7	1.038 20	0.0239	0.1490	0.4470	0	131.8	0.0773	0.001 78
Propane	0.0439	3	8	0	2516.1	1.522 60	0.0344	0.1317	0.3512	0	110.5	0.0668	0.001 51
<i>i</i> -Butane	0.0083	4	10	0	3251.9	2.006 80	0.0458	0.0332	0.0830	0	27.0	0.0167	0.000 38
<i>n</i> -Butane	0.0108	4	10	0	3262.3	2.006 80	0.0478	0.0432	0.1080	0	35.2	0.0217	0.000 52
<i>i</i> -Pentane	0.0031	5	12	0	4000.9	2.491 20	0.0581	0.0155	0.0372	0	12.4	0.0077	0.000 18
<i>n</i> -Pentane	0.0025	5	12	0	4008.9	2.491 20	0.0631	0.0125	0.03 0	0	10.0	0.0062	0.000 16
Hexane	0.0030	6	14	0	4755.9	2.975 50	0.0802	0.0180	0.0420	0	14.3	0.0089	0.000 24
Helium	0.0003	0	0	0	0	0.138 20	0	0	0	0	0	0.0000	0.000 00
Nitrogen	0.0032	0	0	0	0	0.967 23	0.0044	0	0	0	0	0.0031	0.000 01
Carbon dioxide	0.0202	0	0	0	0	1.519 60	0.0197	0	0	0	0	0.0307	0.000 40
Summation	1.0000	...	...	...	...	...	...	1.2333	4.4192	0	1179.7	0.6991	0.014 81

$x_w = (0.256\ 36)/14.696 = 0.0174$   
 $G^{id}(\text{dry gas}) = 0.6991$   
 $Z(\text{dry gas}) = 1 - [0.014\ 81]^2(14.696) = 0.9968$   
 $Z(\text{dry air}) = 1 - [0.0050]^2(14.696) = 0.9996$   
 $G(\text{dry gas, dry air}) = 0.6991(0.9996)/0.9968 = 0.7011$   
 $G(\text{dry gas, sat air}) = 0.6991(0.9995)/0.9968 = 0.7010$   
 $H_v^{id}(\text{dry gas, dry air}) = 1179.7\ \text{Btu}\cdot\text{ft}^{-3}$   
 $H_v^{id}(\text{sat gas, dry air}) = 1179.7(0.9826) = 1159.1\ \text{Btu}\cdot\text{ft}^{-3}$   
 $1 - x_w = 0.9826$   
 $G^{id}(\text{sat gas}) = 0.6991(0.9826) + 0.0174(0.622\ 02) = 0.6978$   
 $Z(\text{sat gas}) = 1 - [0.9826(0.014\ 81) + 0.0174(0.0623)]^2(14.696) = 0.9964$   
 $Z(\text{sat air}) = 1 - [0.9826(0.0050) + 0.0174(0.0623)]^2(14.696) = 0.9995$   
 $G(\text{sat gas, dry air}) = 0.6978(0.9996)/0.9964 = 0.7001$   
 $G(\text{sat gas, sat air}) = 0.6978(0.9995)/0.9964 = 0.7000$   
 $\{H_v^{id}/Z\}(\text{dry gas, dry air}) = 1179.7/0.9968 = 1183.5\ \text{Btu}\cdot\text{ft}^{-3}$   
 $\{H_v^{id}/Z\}(\text{sat gas, dry air}) = 1159.1/(0.9964) = 1163.3\ \text{Btu}\cdot\text{ft}^{-3}$

equation does not accurately describe the effect of water upon the heating value. Appendix X1 contains a rigorous examination of the effect of water.

**7.10 Calculation of the Ideal Energy Released as Heat:**

7.10.1 When multiplied by the gas flow rate, the ideal gross heating value provides the ideal energy released as heat upon combustion,  $\dot{Q}^{id}$ , an ideal gas property:

$$\dot{Q}^{id} = \dot{m}H_m^{id} \tag{17}$$

where  $\dot{m}$  is the mass flow rate. For an ideal gas, the mass flow rate is related to the volumetric flow rate,  $\dot{V}^{id}$ , by:

$$\dot{m} = \dot{V}^{id} \rho^{id} \tag{18}$$

and

$$\dot{Q}^{id} = \dot{V}^{id} H_v^{id} \tag{19}$$

7.10.2 The ideal gas flow rate is related to the real gas flow rate by:

$$\dot{V}^{id} = \dot{V}/Z \tag{20}$$

where  $\dot{V}$  is the real gas volumetric flow rate and  $Z(T,P)$  is the real gas compressibility factor at the same  $T$  and  $P$ . Hence, combining Eq 19 and Eq 20 gives:

$$\dot{Q}^{id} = H_v^{id} \dot{V}/Z(T,P) \tag{21}$$

NOTE 1—The ideal energy released per unit time as heat upon combustion,  $\dot{Q}^{id}$ , can be calculated using the mass flow rate (Eq 17), the ideal gas flow rate (Eq 19), or the real gas flow rate (Eq 21), but is always an ideal gas property. Division of  $H_v^{id}$  by the gas compressibility factor  $Z(T,P)$  does not produce a real gas heating value but only allows calculation of  $\dot{Q}^{id}$  using the real gas flow rate rather than the ideal gas flow rate.

**8. Precision**

8.1 The properties reported in this practice derive from experimental enthalpy of combustion measurements which, in general, are accurate to 1 part in 1000. The extra digits that appear in the accompanying tables alleviate problems associated with roundoff errors and internal consistency, but they are not significant.

8.2 The values of properties in this practice are those that appear in GPA Standard 2172-97, Fig. 23-2 of the GPSA Engineering Data Book, GPA TP-17, and the TRC Thermodynamic Tables—Hydrocarbons. GPA Standard 2145 is updated annually and the values in that standard should be used in all calculations.

NOTE 2—Three sources of error must be considered: errors in heating values of the components, errors in the calculated compressibility factor, and errors in the composition. The uncertainty (twice the standard deviation) of the ideal gas heating values for components should be 0.03 %. Such errors affect the bias and the agreement between calculated and measured heating values, but they do not affect the precision. Error in the calculated compressibility factor varies with the composition of the gas, but for natural gas, this error should be less than 0.03 % and negligible compared to errors arising from uncertainty in composition. In this practice, the errors in the heating values of the components and the calculated compressibility factor,  $Z_i$ , are neglected. The precision of the method is related to the repeatability and reproducibility of the analysis. An example appears in Table 3.

NOTE 3—It is essential to include all components in the gas sample that appear with mole fractions greater than or equal to 0.001 in the analysis. Some routine analyses do not determine compounds such as He and  $H_2S$ , but these compounds are important to the calculations.

TABLE 3 Example Calculations of Gas Properties at 60°F and 14.696 psia (Gas Analysis on Wet Basis)<sup>A</sup>

NOTE 1—Division of  $HV^{id}$  by  $Z$  does not give a real gas heating value but rather an ideal gas heating value per real cubic feet. Any digits carried beyond 1 part in 1000 are not significant but only alleviate roundoff error. Although  $CO_2$  has a carbon atom, its  $\alpha = 0$  because it is not part of the fuel formula  $C_\alpha H_\beta S_\gamma$ .

Compound	$x_i$	$\alpha_i$	$\beta_i$	$\gamma_i$	$HV_i^{id}$	$G_i^{id}$	$b_i$	$x_i \alpha_i$	$x_i \beta_i$	$x_i \gamma_i$	$x_i HV_i^{id}$	$x_i G_i^{id}$	$x_i b_i$
Methane	0.8157	1	4	0	1010.0	0.553 92	0.0116	0.8157	3.2629	0	823.9	0.4518	0.009 46
Ethane	0.0732	2	6	0	1769.7	1.038 20	0.0239	0.1464	0.4392	0	129.5	0.0760	0.001 75
Propane	0.0431	3	8	0	2516.1	1.522 60	0.0344	0.1294	0.3451	0	108.5	0.0657	0.001 48
i-Butane	0.0082	4	10	0	3251.9	2.006 80	0.0458	0.0326	0.0816	0	26.5	0.0164	0.000 37
n-Butane	0.0106	4	10	0	3262.3	2.006 80	0.0478	0.0424	0.1061	0	34.6	0.0213	0.000 51
i-Pentane	0.0030	5	12	0	4000.9	2.491 20	0.0581	0.0152	0.0366	0	12.2	0.0076	0.000 18
n-Pentane	0.0025	5	12	0	4008.9	2.491 20	0.0631	0.0123	0.0295	0	9.8	0.0061	0.000 15
Hexane	0.0029	6	14	0	4755.9	2.975 50	0.0802	0.0177	0.0413	0	14.0	0.0088	0.000 24
Helium	0.0003	0	0	0	0	0.138 20	0	0	0	0	0	0	0
Nitrogen	0.0031	0	0	0	0	0.967 23	0.0044	0	0	0	0	0.0030	0
Carbon dioxide	0.0198	0	0	0	0	1.519 60	0.0197	0	0	0	0	0.0302	0.000 39
Water	0.0174	0	0	0	50.3	0.622 02	0.0623	0	0	0	0.9	0.0108	0.001 09
Summation	1.0000							1.2118	4.3421	0	1160.0	0.6977	0.015 64

$G^{id}(\text{sat gas}) = 0.6977$   
 $Z(\text{sat gas}) = 1 - [0.015 64]^2(14.696) = 0.9964$   
 $Z(\text{dry air}) = 1 - [0.0050]^2(14.696) = 0.9996$   
 $G(\text{sat gas, dry air}) = 0.6977(0.9996)/0.9964 = 0.6999$   
 $HV^{id}(\text{sat gas, dry air}) = 1160.0 - 0.9 = 1159.1 \text{ Btu}\cdot\text{ft}^{-3}$   
 $Z(\text{sat air}) = 1 - [0.9826(0.050) + 0.0174(0.0623)]^2(14.696) = 0.9995$   
 $G(\text{sat gas, sat air}) = 0.6977(0.9995)/0.9964 = 0.6999$   
 $\{HV^{id}/Z\}(\text{sat gas, dry air}) = 1159.1/(0.9964) = 1163.3 \text{ Btu}\cdot\text{ft}^{-3}$

8.3 Repeatability:

8.3.1 If all the components are analyzed and the results are normalized, then the repeatability of the heating value,  $\delta H$  is:

$$\frac{\delta H}{H^{id}} = \sqrt{\frac{1}{(H^{id})^2} \sum_{j=1}^n [(H^{id} - H_j^{id})\delta x_j]^2} \quad (22)$$

8.3.2 If the results of the analysis are made to sum to 1.0 by calculating the methane mole fraction as the difference between 1.0 and the sum of the mole fractions of the other components, then

$$\frac{\delta H}{H^{id}} = \sqrt{\frac{1}{(H^{id})^2} \sum_{j=1}^n [H_j^{id}\delta x_j]^2} \quad (23)$$

where  $\delta x_j$  is the repeatability of the method of analysis for

Component  $j$ . The differences between heating values calculated from successive pairs of analysis performed by the same operator using the same sample of gas and the same instrument should exceed  $2\delta H$  in only 5% of the tests when  $\delta H$  is taken as one standard deviation.

8.4 Reproducibility—The reproducibility  $\delta H'$  is calculated from Eq 22 and Eq 23 using  $\delta x'_j$ , the reproducibility of the method of analysis for Compound  $j$ . The difference between heating values calculated from analysis obtained in different laboratories is expected to exceed  $\delta H'$  for only 5% of the analyses.

APPENDIXES

(Nonmandatory Information)

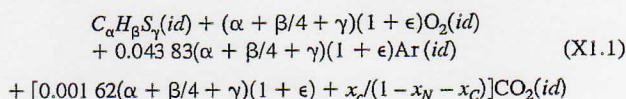
X1. EFFECT OF WATER UPON THE HEATING VALUE

X1.1 Custody transfer of natural gas uses a simple pricing equation that states that the cost of gas is the rate of energy released upon combustion multiplied by the price of gas per energy unit multiplied by the time or accounting period. The rate of energy released upon combustion is the product of the heating value of the gas and the flow rate of the gas. The flow rate of the gas requires knowledge of the compressibility factor and the relative density of the gas. All three custody transfer properties (heating value, compressibility factor, and relative density) can be calculated from the composition given pure component property tables. The equations for calculating the properties of dry natural gas are well known, but this appendix also presents an account of the effects of water contained in the

gas and in the air used to burn the gas.

X1.2 The heating value of a natural gas is the absolute value of its enthalpy of combustion in an ideal combustion reaction. The heating value is, therefore, an ideal gas property that can be calculated unambiguously from tables of pure component values and it has no pressure dependence.

X1.3 An ideal combustion reaction with fuel and air in the ideal gas state and the possibility of water in the fuel and air is:



**TABLE X1.1 Example Calculation of Precision**

Compound	Composition, $x_j$	$H_v^{id} - H_l^{id}$ Btu·ft <sup>-3</sup>	Repeatability		Reproducibility	
			$\delta x_j$	$[(H_v^{id} - H_l^{id})\delta x_j]^2$ (Btu·ft <sup>-3</sup> ) <sup>2</sup>	$\delta x'_j$	$[(H_v^{id} - H_l^{id})\delta x'_j]^2$ (Btu·ft <sup>-3</sup> ) <sup>2</sup>
Methane	0.8302	169.7	0.0010	0.029	0.0020	0.115
Ethane	0.0745	-590.0	0.0002	0.014	0.0004	0.056
Propane	0.0439	-1336.4	0.0002	0.071	0.0004	0.286
Isobutane	0.0083	-2072.2	0.0001	0.043	0.0002	0.171
Butane	0.0108	-2082.6	0.0002	0.173	0.0004	0.694
Isopentane	0.0031	-2821.2	0.0001	0.080	0.0002	0.318
Pentane	0.0025	-2829.2	0.0001	0.080	0.0002	0.320
Hexane	0.0030	-3576.2	0.0001	0.128	0.0002	0.512
Helium	0.0003	1179.7	0.0001	0.014	0.0002	0.056
Nitrogen	0.0032	1179.7	0.0001	0.014	0.0002	0.056
Carbon dioxide	<u>0.0202</u>	1179.7	0.0002	<u>0.056</u>	0.0004	<u>0.223</u>
Total	1.0000			0.702		2.807

$$\begin{aligned}
 &+ [3.728\ 73(\alpha + \beta/4 + \gamma)(1 + \epsilon) + x_N / (1 - x_N - x_C)]N_2(id) + (n_w^g \\
 &+ n_w^a)H_2O(id) \\
 &= [\alpha + 0.001\ 62(\alpha + \beta/4 + \gamma)(1 + \epsilon) + x_C(1 - x_N - x_C)]CO_2(id) \\
 &\quad + n_w^v H_2O(id) + n_w^1 H_2O(l) + \gamma SO_2(id) \\
 &\quad + [3.728\ 73(\alpha + \beta/4 + \gamma)(1 + \epsilon) \\
 &\quad + x_N / (1 - x_N - x_C)]N_2(id) \\
 &\quad + 0.043\ 83(\alpha + \beta/4 + \gamma)(1 + \epsilon)Ar(id) + (\alpha + \beta/4 + \gamma)\epsilon O_2(id)
 \end{aligned}$$

where:  $\alpha$ ,  $\beta$ , and  $\gamma$  are stoichiometric coefficients,  $\epsilon$  is the fraction excess air, the composition of air is assumed to be that of Table X1.1,  $n_w^g$ , and the moles of water contained in the gas,  $n_w^a$  are the moles of water contained in the air,  $n_w^v$  are the moles of water contained in the product gas mixture,  $n_w^1$  are the moles of gas that actually condense,  $X_C$  is the mole fraction of CO<sub>2</sub> in the gas, and  $x_N$  is the mole fraction of N<sub>2</sub> in the gas. If air has been injected into the gas, it is assumed that the effect is accounted for in the excess fraction  $\epsilon$ . Fuel gas mixtures would have non-integer values of  $\alpha$ ,  $\beta$  and  $\gamma$ .

X1.4 It is customary to define hypothetical reference states for the water formed by the reaction denoted by Eq 1 (as opposed to "spectator" water that enters the reaction carried by the gas or air). If we assume that the water formed in the reaction remains in the ideal gas state, the heating value is termed "net." If we assume that the water formed in the reaction condenses totally to the liquid state, the heating value is termed "gross." The gross heating value is greater than the net heating value by the ideal enthalpy of vaporization for water:

$$\text{heating value (gross)} - \text{heating value (net)} = H_w(id) - H_w(l) \tag{X1.2}$$

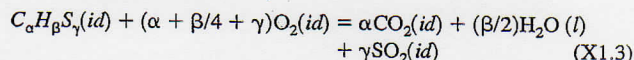
where:  
 $H$  = enthalpy,  
 $l$  = liquid state, and

$w$  = water.

The quantity  $H_w(id) - H_w(l)$  is the ideal enthalpy of vaporization for water.

X1.5 It is possible to calculate a real gas heating value rather than using a hypothetical state, but the calculations are tedious, the numerical values are negligibly different, and the mathematical simplicity of the defining equation is lost. It is customary in the gas industry to use gross heating value for most calculations, so for the remainder of this appendix, the term "heating value" refers to the gross value.

X1.6 Eq 7 in Section 7 provides the recipe to convert the heating value from one base pressure to another. Note that when using Eq 7,  $H_v^{id}$  should be calculated using the values from Table 1 before converting the pressure; the individual values in Table 1 should not be converted. Conversion to another temperature is more complicated. Heating value data exist at 25°C based upon the reaction:



X1.7 The experiments use pure oxygen and are corrected to stoichiometric proportions. It is necessary to correct the sensible heat effects to arrive at a different temperature:

$$Hn^{id}(T) = Hn^{id}(25) + \int_{25}^T [\sum_r C_p^{id} - \sum_r C_p^{id}]dT \tag{X1.4}$$

where:

$$\sum_r C_p^{id} = \alpha C_{p,CO_2}^{id} + (\beta/2)C_{p,H_2O}^{id} + \gamma C_{p,SO_2}^{id} \tag{X1.5}$$

$$\sum_r C_p^{id} = C_{p,C_\alpha H_\beta S_\gamma}^{id} + (\alpha + \beta/4 + \gamma)C_{p,O_2}^{id} \tag{X1.6}$$

and:  $C_p^{id}$  is the ideal specific heat at constant pressure,  $r$  denotes reactants and  $r'$  denotes products.

X2. ACCOUNTING FOR WATER

X2.1 If the gas contains water (or must be assumed to be saturated) but the compositional analysis is on a dry basis, it is necessary to adjust the mole fractions to account for the fact that water has displaced some gas, thus lowering the heating value. The mole fraction of water in the gas results from the definition of relative humidity:

$$x_w = h^s P_w^\sigma / P = n_w / (1 + n_w) \tag{X2.1}$$

(Based upon one mole of the fuel  $C_\alpha H_\beta S_\gamma$ ) where  $h^s$  is the relative humidity of the gas,  $P_w^\sigma$  is the vapor pressure of water, and  $n_w$  denotes moles of water. For saturated gas  $h^s$  is unity. Rearranging Eq X2.1 gives the moles of water:

$$n_w = x_w / (1 - x_w) \tag{X2.2}$$

The corrected mole fractions then become:

$$x_i(\text{cor}) = x_i \left[ \frac{1}{1 + n_w} \right] = x_i \left[ \frac{1}{1 + x_w / (1 - x_w)} \right] = (1 - x_w) x_i \tag{X2.3}$$

and the heating value becomes:

$$Hv^{id} = (1 - x_w) \sum_{i=1}^N x_i^{dry} Hv_i^{id} \tag{X2.4}$$

where water is not included in the  $N$  components of the summation. If the compositional analysis determines  $x_w$  and water is included in the  $N$  components of the summation:

$$Hv^{id} = \sum_{i=1}^N x_i^{wet} Hv_i^{id} - x_w Hv_w^{id} \tag{X2.5}$$

X2.2 It is necessary to remove the effect of water because, although water has a heating value, it is only a condensation effect. Water carried by wet gas (spectator water) does not actually condense, and only water formed in the reaction contributes to heating value.

X2.3 Accounting for water in the above manner is sufficient for defined custody transfer conditions, but when trying to model actual situations, the question becomes much more complicated. It is obvious that all of the reaction water actually cannot condense because in a situation in which both gas and air are dry some of the reaction water saturates the product gases and the remainder condenses. It is possible to account for these effects in a general manner. To do so, it is necessary to

calculate  $n_w^s$ ,  $n_w^a$ ,  $n_w^v$ , and  $n_w^l$ .

$$n_w^s / [1 + (x_N + x_C) / (1 - x_N - x_C) + n_w^s] = h^s P_w^\sigma / P \tag{X2.6}$$

$$n_w^s = (h^s P_w^\sigma / P) [(1 - x_N - x_C) (1 - h^s P_w^\sigma / P)]$$

$$n_w^a / [4.774 18(\alpha + \beta/4 + \gamma)(1 + \epsilon) + n_w^a] = h^a P_w^\sigma / P \tag{X2.7}$$

$$n_w^a = 4.774 18(\alpha + \beta/4 + \gamma)(1 + \epsilon) (h^a P_w^\sigma / P) / (1 - h^a P_w^\sigma / P)$$

$$n_w^v / [\alpha + \gamma + (x_N + x_C) / (1 - x_N - x_C) + (\alpha + \beta/4 + \gamma) [0.001 62(1 + \epsilon) \tag{X2.8}$$

$$+ 3.728 73(1 + \epsilon) + 0.043 83(1 + \epsilon) + \epsilon] + n_w^v] = P_w^\sigma / P$$

$$n_w^v = \{ \alpha + \gamma + (x_N + x_C) / (1 - x_N - x_C) + (\alpha + \beta/4 + \gamma) [0.001 62(1 + \epsilon) \tag{X2.9}$$

$$+ 3.728 73(1 + \epsilon) + 0.043 83(1 + \epsilon) + \epsilon] \} (P_w^\sigma / P) / (1 - P_w^\sigma / P)$$

$$n_w^l = \beta/2 + n_w^s + n_w^a - n_w^v$$

where:  $h_a$  is the relative humidity of the air. Eq X2.6 and Eq X2.7 are reformulations of Eq X2.1 to reflect inlet conditions. Eq X2.8 reflects Eq X2.1 for the saturated product gas (it must be saturated before any water can condense). Eq X2.9 is a water balance:  $\beta/2$  are the moles of water formed by the reaction,  $n_w^s$  and  $n_w^a$  are the moles of water that enter with the gas and air,  $n_w^v$  are the moles of water that saturate the product gas, and  $n_w^l$  are the moles of water that condense. Therefore, the complete correction for the effect of water on heating value is:

$$Hv^{id} = H_v^{id} (\text{Eq X2.4 or Eq X2.5}) + (h^s P_w^\sigma / P) / (1 - x_N - x_C) (1 - h^s P_w^\sigma / P) \tag{X2.10}$$

$$+ 4.774 18(\alpha + \beta/4 + \gamma)(1 + \epsilon) (h^a P_w^\sigma / P) / (1 - h^a P_w^\sigma / P) - [\alpha + \gamma + (x_N - x_C)$$

$$(1 - x_N - x_C) + (\alpha + \beta/4 + \gamma)(3.774 18 + 4.774 18 \epsilon)]$$

$$\times (P_w^\sigma / P) / (1 - P_w^\sigma / P) \} H_v^{id}$$

X2.4 Depending upon the relative humidities of the gas and air, the observed heating value can be greater or smaller than that calculated using Eq X2.4 or Eq X2.5. A humidity of air exists for each gas above which  $Hv^{id}$  is greater than that calculated by Eq X2.4 or Eq X2.5. That critical value depends upon the gas composition, the humidity of the gas, and the amount of excess air. For pure, dry methane with no excess air,  $h_a = 0.793 45$ .

X3. REAL GAS PROPERTIES

X3.1 In principal, we have enough information to convert the heating value to a real gas property (it is not necessary to do so for relative density because the molar mass ratio,  $G^{id}$ , is the desired property). This is simply a matter of evaluating the integral:

$$Hn - Hn^{id} = \int_0^P \left\{ \left[ \left( \frac{\partial H}{\partial P} \right)_T \right]_r - \left[ \left( \frac{\partial H}{\partial P} \right)_T \right]_r \right\} dP \tag{X3.1}$$

where:

$$\left( \frac{\partial H}{\partial V} \right)_T = V - T \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_P = B - T \frac{dB}{dT} = 2 RT^2 b \frac{dB}{dT} \tag{X3.2}$$

where  $V$  is the molar volume. The temperature dependence of  $b$  must be defined, but in the custody transfer region it is easy to do so. The products and reactants again correspond to Eq X1.3.

X3.2 While it is obviously possible to make the required calculations to convert the heating value into a real gas

property, it serves no custody transfer purpose to do so. As we have seen, the cost equation is unchanged; the calculations while obvious are tedious.  $H_v$  is slightly different from  $H_v^{id}$  because the base pressure is low; the likelihood of having all the information required to use Eq X3.1 is remote. The heating value is defined in a hypothetical state. It is not possible, at

base conditions, to have all the water formed in the reaction be either all gas or all liquid; some of the water formed is in each state. Thus, if the definition is of a hypothetical state, using a hypothetical real gas rather than an ideal gas state adds nothing but complexity.

*The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.*

*This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, PA 19428.*

## **ANEXO 2**

**Performance de motor G3516LE**



Engine Speed (rpm)	1400	Fuel	NAT GAS
Compression Ratio	8:1	LHV of Fuel (MJ/Nm <sup>3</sup> )	36.2
Aftercooler Inlet Temperature (°C)	54	Fuel System	HPG IMPCO
Jacket Water Outlet Temperature (°C)	99		
Ignition System	EIS	Minimum Fuel Pressure (kPAg)	242
Exhaust Manifold	WATER COOLED	Methane Number at Conditions Shown	80
Combustion System Type	LOW EMISSION	Rated Altitude (m)	1524

at 25°C Design Temperature

Engine Rating Data	% Load	100%	75%	50%
Engine Power (w/o fan)	kW	943	707	472

#### Engine Data

Specific Fuel Consumption (BSFC) (1)	MJ/bkW-hr	10.69	10.91	11.68
Air Flow (Wet, @ 25°C, 96 kPaa)	Nm <sup>3</sup> /bkW-hr	4.4	4.25	4.26
Air Mass Flow (Wet)	kg/bkW-hr	5.69	5.49	5.51
Compressor Out Pressure	KPAa	250	233	173
Compressor Out Temperature	°C	153	137	94
Inlet Manifold Pressure	KPAa	219	162	111
Inlet Manifold Temperature (10)	°C	61	60	58
Timing (11)	°BTDC	33	33	33
Exhaust Stack Temperature	°C	465	461	463
Exhaust Gas Flow (Wet, @ stack temperature, 99 kPaa)	Nm <sup>3</sup> /bkW-hr	4.73	4.57	4.6
Exhaust Gas Mass Flow (Wet)	kg/bkW-hr	5.91	5.72	5.75

#### Engine Emissions Data

Nitrous Oxides (NOx as NO <sub>2</sub> ) (9)		g/bkW-hr	2.7	6.1	10.9
	(Corr. 15% O <sub>2</sub> )	ppm	134	330	547
	(Corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	738	1823	3022
Carbon Monoxide (CO) (9)		g/bkW-hr	2.5	2.9	3.3
	(Corr. 15% O <sub>2</sub> )	ppm	231	261	269
	(Corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	777	878	904
Total Hydrocarbons (THC) (9)		g/bkW-hr	3.9	3.2	3.3
	(Corr. 15% O <sub>2</sub> )	ppm	620	501	476
	(Corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	1181	956	907
Non-Methane Hydrocarbons (NMHC) (9)		g/bkW-hr	0.58	0.48	0.50
	(Corr. 15% O <sub>2</sub> )	ppm	44	34	30
	(Corr. 5% O <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	178	144	137
Exhaust Oxygen (9)		%	8.3	7.5	6.4
Lambda			1.58	1.50	1.40

#### Engine Heat Balance Data

Input Energy LHV (1)	kW	2797	2142	1529
Work Output	kW	943	707	472
Heat Rejection to Jacket (2) (6)	kW	822	699	578
Heat Rejection to Atmosphere (Radiated) (4)	kW	93	78	62
Heat Rejection to Lube Oil (5)	kW	0	0	0
Total Heat Rejection to Exhaust (to 25°C) (2)	kW	794	569	385
Heat Rejection to Exhaust (LHV to 120°C) (2)	kW	601	432	293
Heat Rejection to Aftercooler (3) (7) (8)	kW	145	90	32

**Engine Noise Data - at 100% load**

Noise - Mechanical @ 1 m	100 dB(A)
Noise - Exhaust @ 1.5 m	111 dB(A)

**Fuel Usage Guide**

Derate Factor / Engine Timing vs Methane Number

<30	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
0	0.90/19	0.90/21	0.90/22	1.0/23	1.0/24	1.0/26	1.0/27	1.0/28	1.0/30	1.0/31	1.0/32

**Altitude Deration Factors**

AIR INLET TEMP. (°C)	ALTITUDE (METERS ABOVE SEA LEVEL)												
	0	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000
50	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.95	0.93	0.90	0.87	0.84	0.82	0.79	0.77
45	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.97	0.94	0.91	0.88	0.86	0.83	0.80	0.78
40	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.95	0.93	0.90	0.87	0.84	0.82	0.79
35	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.97	0.94	0.91	0.88	0.86	0.83	0.80
30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.96	0.93	0.90	0.87	0.84	0.82
25	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.97	0.94	0.91	0.89	0.86	0.83
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.96	0.93	0.90	0.87	0.85
15	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.95	0.92	0.89	0.86
10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.96	0.93	0.90	0.88

**Aftercooler Heat Rejection Factors**

AIR INLET TEMP. (°C)	ALTITUDE (METERS ABOVE SEA LEVEL)												
	0	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000
50	1.27	1.32	1.37	1.42	1.47	1.53	1.58	1.59	1.59	1.59	1.59	1.59	1.59
45	1.20	1.25	1.30	1.35	1.40	1.45	1.50	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
40	1.12	1.17	1.22	1.27	1.32	1.37	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
35	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.30	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35
30	1.00	1.03	1.07	1.12	1.17	1.22	1.27	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
25	1.00	1.00	1.00	1.05	1.10	1.15	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.02	1.07	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12
15	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

DM5168-00 Data is intended to be used with Gas Engine Performance Book Parameters – DM5900-00 on page 8

Engine Speed (rpm)	1400	Fuel	NAT GAS
Compression Ratio	8:1	LHV of Fuel (Btu/SCF)	920
Aftercooler Inlet Temperature (°F)	130	Fuel System	HPG IMPCO
Jacket Water Outlet Temperature (°F)	210	Air Fuel Ratio Control Required	
Ignition System	EIS	Minimum Fuel Pressure (psig)	35
Exhaust Manifold	WATER COOLED	Methane Number at Conditions Shown	80
Combustion System Type	LOW EMISSION	Rated Altitude (ft)	5000

at 77°F Design Temperature

Engine Rating Data	% Load	100%	75%	50%
Engine Power (w/o fan)	bhp	1340	1005	670

#### Engine Data

Specific Fuel Consumption (BSFC) (1)	Btu/bhp-hr	7546	7807	8286
Air Flow (Wet, @ 77°F, 28.8 in Hg)	SCFM	2885	2232	1413
Air Mass Flow (Wet)	lb/hr	12796	9897	6264
Compressor Out Pressure	in. HG (abs)	79.9	76.2	57.3
Compressor Out Temperature	°F	334	306	228
Inlet Manifold Pressure	in. HG (abs)	69.9	55	39.1
Inlet Manifold Temperature (10)	°F	139	137	136
Timing (11)	°BTDC	33	33	33
Exhaust Stack Temperature	°F	855	840	842
Exhaust Gas Flow (Wet, @ stack temperature, 29.7 in Hg)	CFM	7685	5880	3743
Exhaust Gas Mass Flow (Wet)	lb/hr	13292	10283	6536

#### Engine Emissions Data

Nitrous Oxides (NOx as NO <sub>2</sub> ) (9)		g/bhp-hr	1.5	1.5	1.5
	(Corr. 15% O <sub>2</sub> )	ppm	110	104	107
Carbon Monoxide (CO) (9)		g/bhp-hr	1.9	2.0	1.9
	(Corr. 15% O <sub>2</sub> )	ppm	226	224	225
Total Hydrocarbons (THC) (9)		g/bhp-hr	3.1	3.4	3.6
	(Corr. 15% O <sub>2</sub> )	ppm	643	677	747
Non-Methane Hydrocarbons (NMHC) (9)		g/bhp-hr	0.46	0.51	0.54
	(Corr. 15% O <sub>2</sub> )	ppm	46	47	51
Exhaust Oxygen (9)		%	8.3	8.1	7.8
Lambda			1.59	1.58	1.42

#### Engine Heat Balance Data

Input Energy LHV (1)	Btu/min	168467	130723	92500
Work Output	Btu/min	56839	42629	28420
Heat Rejection to Jacket (2) (6)	Btu/min	47848	39982	34394
Heat Rejection to Atmosphere (Radiated) (4)	Btu/min	5313	4428	3543
Heat Rejection to Lube Oil (5)	Btu/min	0	0	0
Total Heat Rejection to Exhaust (to 77°F) (2)	Btu/min	48087	3664	23652
Heat Rejection to Exhaust (LHV to 350°F) (2)	Btu/min	30032	22558	14490
Heat Rejection to Aftercooler (3) (7) (8)	Btu/min	10380	7019	2491

**Engine Noise Data - at 100% load**

Noise - Mechanical @ 1 m	100 dB(A)
Noise - Exhaust @ 1.5 m	111 dB(A)

**Fuel Usage Guide**

Derate Factor / Engine Timing vs Methane Number

	<30	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80 to 100
0/--	0.90/19	0.90/21	0.90/22	1.0/23	1.0/24	1.0/26	1.0/27	1.0/28	1.0/30	1.0/31	1.0/33	

**Altitude Deration Factors**

AIR INLET TEMP. (°F)	ALTITUDE (FEET ABOVE SEA LEVEL)												
	0	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	11000	12000
130	1.00	1.00	1.00	0.98	0.94	0.91	0.88	0.84	0.81	0.78	0.75	0.72	0.70
120	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.93	0.89	0.86	0.83	0.80	0.77	0.74	0.71
110	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.94	0.91	0.87	0.84	0.81	0.78	0.75	0.72
100	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.92	0.89	0.86	0.82	0.79	0.76	0.73
90	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.94	0.91	0.87	0.84	0.81	0.78	0.75
80	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82	0.79	0.76
70	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.94	0.90	0.87	0.84	0.81	0.77
60	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82	0.79
50	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98	0.94	0.90	0.87	0.84	0.80

**Aftercooler Heat Rejection Factors**

AIR INLET TEMP. (°F)	ALTITUDE (FEET ABOVE SEA LEVEL)												
	0	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	11000	12000
130	1.29	1.35	1.41	1.46	1.52	1.58	1.58	1.58	1.58	1.58	1.58	1.58	1.58
120	1.22	1.28	1.33	1.39	1.45	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
110	1.15	1.21	1.26	1.32	1.37	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
100	1.08	1.13	1.19	1.24	1.30	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35
90	1.01	1.06	1.11	1.17	1.22	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
80	1.00	1.00	1.04	1.09	1.15	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
70	1.00	1.00	1.00	1.02	1.07	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13
60	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
50	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

DM5155-00 Data is intended to be used with Gas Engine Performance Book Parameters – DM5900-00 on page 8

## **ANEXO 3**

**Performance de motor 3512 C**

**OIL & GAS PERFORMANCE DATA**  
**[LLA01720]**

**SEPTEMBER 30, 2010**

For Help Desk Phone Numbers [Click here](#)

Performance Number: DM7912

Change Level: 01

Sales Model: 3512CDITA	Combustion: DI	Aspr: TA
Engine Power: 1,476 HP	Speed: 1,200 RPM	After Cooler: SCAC
Manifold Type: DRY	Governor Type: ADEM3	After Cooler Temp(F): 122
Turbo Quantity: 2	Engine App: OF	Turbo Arrangement: Parallel
Application Type: OIL FLD-DIE	Engine Rating: OF	Strategy:
Rating Type: P/DRIL-ELECT	Certification: EPA TIER-2 2006 -	

**General Performance Data**

ENGINE SPEED RPM	ENGINE POWER BHP	ENGINE TORQUE LB.FT	ENGINE BMEP PSI	FUEL BSFC LB/BHP-HR	FUEL RATE GPH	INTAKE MFLD TEMP DEG F	INTAKE MFLD P IN-HG	INTAKE AIR FLOW CFM	EXH MFLD TEMP DEG F	EXH STACK TEMP DEG F	EXH GAS FLOW CFM
1,200	1476	6,461.03	308.5	0.33	69.45	136.58	75.13	3,298.39	1,071.32	747.68	7,698.6
1,200	1327	5,808.28	277.32	0.33	62.93	135.32	67.16	3,051.19	1,052.96	739.4	7,066.47
1,200	1179	5,162.18	246.42	0.34	56.45	134.6	59.02	2,789.86	1,035.86	735.8	6,441.4
1,200	1106	4,840.61	231.19	0.34	53.23	134.42	54.84	2,655.67	1,027.76	735.8	6,127.1
1,200	1033	4,519.03	215.82	0.34	50.01	134.6	50.25	2,507.34	1,019.66	736.88	5,788.08
1,200	887	3,880.3	185.36	0.34	43.59	135.14	41.07	2,214.23	1,003.64	738.86	5,113.57
1,200	741	3,244.53	154.9	0.35	37.2	135.68	31.98	1,921.12	987.44	740.66	4,446.12
1,200	600	2,624.24	125.31	0.36	30.93	135.5	24.02	1,663.32	936.14	726.08	3,803.39
1,200	455	1,989.94	95	0.38	24.52	134.6	16.67	1,423.18	851.54	690.44	3,160.67
1,200	381	1,667.62	79.63	0.39	21.24	133.88	13.24	1,313.71	795.92	664.52	2,835.77
1,200	307	1,341.62	64.11	0.41	17.86	132.44	10.19	1,218.36	719.96	611.78	2,510.88
1,200	155	678.56	32.34	0.49	10.83	128.3	4.98	1,066.5	522.32	456.8	1,861.08

**General Performance Data 2**

ENGINE SPEED RPM	ENGINE POWER BHP	COMPRESS OUT PRESS IN-HG	COMPRESS OUT TEMP DEG F
1,200	1476	77.85	393.44
1,200	1327	69.56	367.52
1,200	1179	61.06	341.78
1,200	1106	56.71	328.82
1,200	1033	51.94	313.34
1,200	887	42.47	281.66
1,200	741	33.05	248.54
1,200	600	24.85	214.88
1,200	455	17.32	180.5
1,200	381	13.8	163.04
1,200	307	10.69	147.02
1,200	155	5.36	117.32

Engine Heat Rejection Data

ENGINE SPEED RPM	ENGINE POWER BHP	REJ TO JW BTU/MN	REJ TO ATMOS BTU/MN	REJ TO EXHAUST BTU/MN	EXH RCOV TO 350F BTU/MN	FROM OIL CLR BTU/MN	FROM AFT CLR BTU/MN	WORK ENERGY BTU/MN	LHV ENERGY BTU/MN	HHV ENERGY BTU/MN
1,200	1476	23,430.4	6,369.4	51,296.6	24,283.4	7,450.0	14,956.8	62,613.7	148,999.1	158,723.8
1,200	1327	21,781.2	6,198.8	46,803.9	21,951.8	6,767.5	12,511.4	56,301.2	134,838.5	143,653.3
1,200	1179	20,188.8	6,085.1	42,424.9	19,904.5	6,085.1	10,236.6	49,988.6	121,019.1	128,924.0
1,200	1106	19,335.8	6,028.2	40,207.0	18,937.7	5,687.0	9,156.0	46,917.6	114,137.9	121,587.8
1,200	1033	18,482.7	5,971.3	37,989.1	17,914.0	5,345.8	8,018.6	43,789.8	107,256.6	114,251.6
1,200	887	16,776.6	5,800.7	33,496.4	15,866.7	4,663.3	5,857.6	37,591.0	93,494.1	99,579.2
1,200	741	14,956.8	5,687.0	29,003.6	13,819.4	3,980.9	3,810.3	31,449.0	79,731.6	84,963.6
1,200	600	13,136.9	5,288.9	24,510.9	11,487.7	3,298.4	2,331.7	25,420.8	66,367.1	70,689.3
1,200	455	11,089.6	4,833.9	19,677.0	8,814.8	2,616.0	1,137.4	19,278.9	52,604.6	56,016.8
1,200	381	10,009.1	4,549.6	17,174.7	7,506.8	2,274.8	682.4	16,151.0	45,552.8	48,510.0
1,200	307	8,814.8	4,265.2	14,445.0	5,743.9	1,933.6	284.4	13,023.2	38,330.3	40,775.7
1,200	155	6,142.0	3,582.8	8,644.2	1,990.4	1,137.4	-227.5	6,596.9	23,259.8	24,795.3

EXHAUST Sound Data: 4.92 FEET

ENGINE SPEED RPM	ENGINE POWER BHP	OVERALL SOUND DB(A)	OBCF 63HZ DB	OBCF 125HZ DB	OBCF 250HZ DB	OBCF 500HZ DB	OBCF 1000HZ DB	OBCF 2000HZ DB	OBCF 4000HZ DB	OBCF 8000HZ DB
1,200	1476	113	112	118	113	106	105	108	106	104
1,200	1327	112	111	117	112	105	104	107	105	103
1,200	1179	111	110	116	111	104	103	106	104	102
1,200	1106	111	110	116	111	104	102	105	104	102
1,200	1033	110	109	115	110	103	102	105	103	101
1,200	887	110	109	115	110	103	101	104	103	101
1,200	741	108	107	113	108	101	100	103	101	99
1,200	600	107	106	112	107	100	99	102	100	98
1,200	455	106	105	111	106	99	97	101	99	97
1,200	381	105	104	110	105	98	97	100	98	96
1,200	307	104	103	109	104	97	96	99	97	95
1,200	155	102	101	107	102	95	94	97	95	93

**EXHAUST Sound Data: 22.97 FEET**

ENGINE SPEED RPM	ENGINE POWER BHP	OVERALL SOUND DB(A)	OBCF 63HZ DB	OBCF 125HZ DB	OBCF 250HZ DB	OBCF 500HZ DB	OBCF 1000HZ DB	OBCF 2000HZ DB	OBCF 4000HZ DB	OBCF 8000HZ DB
1,200	1476	100	102	106	101	94	93	94	94	89
1,200	1327	99	101	105	100	93	93	93	93	88
1,200	1179	98	100	105	99	92	92	93	92	87
1,200	1106	98	100	104	99	92	91	92	92	87
1,200	1033	97	99	104	98	91	91	92	91	86
1,200	887	96	98	103	97	90	90	91	90	85
1,200	741	95	97	102	96	89	89	90	89	84
1,200	600	94	96	100	95	88	88	88	88	83
1,200	455	93	95	99	94	87	86	87	87	82
1,200	381	92	94	98	93	86	86	86	86	81
1,200	307	91	93	98	92	85	85	86	85	80
1,200	155	89	91	96	90	83	83	84	83	78

**EXHAUST Sound Data: 49.21 FEET**

ENGINE SPEED RPM	ENGINE POWER BHP	OVERALL SOUND DB(A)	OBCF 63HZ DB	OBCF 125HZ DB	OBCF 250HZ DB	OBCF 500HZ DB	OBCF 1000HZ DB	OBCF 2000HZ DB	OBCF 4000HZ DB	OBCF 8000HZ DB
1,200	1476	93	95	100	94	87	87	88	87	82
1,200	1327	92	94	99	93	86	86	87	86	81
1,200	1179	91	93	98	92	85	85	86	85	80
1,200	1106	91	93	97	92	85	85	85	85	80
1,200	1033	90	92	97	91	84	84	85	84	79
1,200	887	90	92	96	91	84	83	84	84	79
1,200	741	88	90	95	89	82	82	83	82	77
1,200	600	87	89	94	88	81	81	82	81	76
1,200	455	86	88	93	87	80	80	81	80	75
1,200	381	85	87	92	86	79	79	80	79	74
1,200	307	84	86	91	85	78	78	79	78	73
1,200	155	82	84	89	83	76	76	77	76	71



**MECHANICAL Sound Data: 3.28 FEET**

ENGINE SPEED RPM	ENGINE POWER BHP	OVERALL SOUND DB(A)	OBCF 63HZ DB	OBCF 125HZ DB	OBCF 250HZ DB	OBCF 500HZ DB	OBCF 1000HZ DB	OBCF 2000HZ DB	OBCF 4000HZ DB	OBCF 8000HZ DB
1,200	1476	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	1327	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	1179	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	1106	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	1033	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	887	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	741	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	600	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	455	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	381	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	307	101	96	97	94	90	95	96	93	96
1,200	155	101	96	97	94	90	95	96	93	96

**MECHANICAL Sound Data: 22.97 FEET**

ENGINE SPEED RPM	ENGINE POWER BHP	OVERALL SOUND DB(A)	OBCF 63HZ DB	OBCF 125HZ DB	OBCF 250HZ DB	OBCF 500HZ DB	OBCF 1000HZ DB	OBCF 2000HZ DB	OBCF 4000HZ DB	OBCJ 8000HZ DB
1,200	1476	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	1327	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	1179	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	1106	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	1033	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	887	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	741	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	600	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	455	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	381	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	307	89	84	85	82	78	83	84	81	84
1,200	155	89	84	85	82	78	83	84	81	84

**MECHANICAL Sound Data: 49.21 FEET**

ENGINE SPEED RPM	ENGINE POWER BHP	OVERALL SOUND DB(A)	OBCF 63HZ DB	OBCF 125HZ DB	OBCF 250HZ DB	OBCF 500HZ DB	OBCF 1000HZ DB	OBCF 2000HZ DB	OBCF 4000HZ DB	OBCF 8000HZ DB
1,200	1476	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	1327	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	1179	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	1106	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	1033	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	887	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	741	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	600	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	455	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	381	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	307	83	79	79	77	72	77	78	75	78
1,200	155	83	79	79	77	72	77	78	75	78

**EMISSIONS DATA**

EPA TIER-2 2006 - \*\*\*\*\* B5  
 Gaseous emissions data measurements are consistent with those described in  
 EPA 40 CFR PART 89 SUBPART D and ISO 8178 for measuring HC, CO, PM, and NOx

Gaseous emissions values are WEIGHTED CYCLE AVERAGES and are in compliance  
 with the following non-road regulations:

LOCALITY	AGENCY/LEVEL	MAX LIMITS - g/kW-hr		
U.S. (incl Calif)	EPA/TIER-2	CO:3.5	NOx + HC:6.4	PM:0.2

REFERENCE EXHAUST STACK DIAMETER	10 IN
WET EXHAUST MASS	14,984.8 LB/HR
WET EXHAUST FLOW (746.60 F STACK TEMP )	7,702.14 CFM
WET EXHAUST FLOW RATE ( 32 DEG F AND 29.98 IN HG )	3,157.00 STD CFM
DRY EXHAUST FLOW RATE ( 32 DEG F AND 29.98 IN HG )	2,892.27 STD CFM
FUEL FLOW RATE	69 GAL/HR

## RATED SPEED "Not to exceed data"

ENGINE SPEED RPM	PERCENT LOAD	ENGINE POWER BHP	TOTAL NOX (AS NO2) LB/HR	TOTAL CO LB/HR	TOTAL HC LB/HR	PART MATTER LB/HR	OXYGEN IN EXHAUST PERCENT	DRY SMOKE OPACITY PERCENT	BOSCH SMOKE NUMBER
1,200	100	1476	20.1700	.6100	.3300	.0900	11.1000	.3000	1.2800
1,200	75	1107	12.4800	.8700	.3900	.0500	11.6000	.5000	1.2800
1,200	50	738	7.2700	2.5800	.3900	.1300	11.9000	2.1000	1.2800
1,200	25	369	3.4800	1.5200	.3500	.1700	13.6000	3.4000	1.2800
1,200	10	148	2.0200	1.4600	.4300	.1700	16.4000	2.2000	1.2800

## RATED SPEED "Nominal Data"

ENGINE SPEED RPM	PERCENT LOAD	ENGINE POWER BHP	TOTAL NOX (AS NO2) LB/HR	TOTAL CO LB/HR	TOTAL HC LB/HR	TOTAL CO2 LB/HR	PART MATTER LB/HR	OXYGEN IN EXHAUST PERCENT	DRY SMOKE OPACITY PERCENT	BOSCH SMOKE NUMBER
1,200	100	1476	16.8000	.3400	.2400	1,515.4	.0600	11.1000	.3000	1.2800
1,200	75	1107	10.4000	.4800	.3000	1,161.6	.0300	11.6000	.5000	1.2800
1,200	50	738	6.0600	1.4300	.2900	811.1	.1000	11.9000	2.1000	1.2800
1,200	25	369	2.9000	.8500	.2700	449	.1200	13.6000	3.4000	1.2800
1,200	10	148	1.6900	.8100	.3200	222.5	.1200	16.4000	2.2000	1.2800

## Altitude Capability Data(Corrected Power Altitude Capability)

Ambient Operating Temp.	50 F	68 F	86 F	104 F	122 F	NORMAL
<b>Altitude</b>						
0 F	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 h
984.25 F	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 h
1,640.42 F	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 h
3,280.84 F	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 h
4,921.26 F	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 h
6,561.68 F	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,471.1 hp	1,426.85 hp	1,476.46 h
8,202.1 F	1,476.46 hp	1,476.46 hp	1,428.19 hp	1,382.59 hp	1,339.68 hp	1,476.46 h
9,842.52 F	1,436.23 hp	1,386.61 hp	1,341.02 hp	1,298.11 hp	1,257.88 hp	1,430.87 h
10,498.69 F	1,400.02 hp	1,351.75 hp	1,307.49 hp	1,265.92 hp	1,227.03 hp	1,401.37 h

The powers listed above and all the Powers displayed are Corrected Powers

## Identification Reference and Notes

Engine Arrangement:	2507623	Lube Oil Press @ Rated Spd(PSI):	--
Effective Serial No:	LLA00001	Piston Speed @ Rated Eng SPD (FT/Min):	1,389.8
Primary Engine Test Spec:	0K6378	Max Operating Altitude(FT):	8,858.3
Performance Parm Ref:	TM5741	PEEC Elect Control Module Ref	
Performance Data Ref:	DM7912	PEEC Personality Cont Mod Ref	
Aux Coolant Pump Perf Ref:			
Cooling System Perf Ref:		Turbocharger Model	GT5733BL C48/62IP T84-1.17
Certification Ref:	EPA TIER 2	Fuel Injector	2461854
Certification Year:	2006	Timing-Static (DEG):	--
Compression Ratio:	14.7	Timing-Static Advance (DEG):	--
Combustion System:	DI	Timing-Static (MM):	--
Aftercooler Temperature (F):	122	Unit Injector Timing (MM):	64.3
Crankcase Blowby Rate(CFH):	1,476.2	Torque Rise (percent)	--
Fuel Rate (Rated RPM) No Load (Gal/HR):	5.2	Peak Torque Speed RPM	--
Lube Oil Press @ Low Idle Spd (PSI):	--	Peak Torque (LB/FT):	--

**Reference Number: DM7912** EPA TIER-2 2006 B5

**Parameters Reference: TM5741**

**OIL FIELD - MECHANICAL**

**TOLERANCES:**

AMBIENT AIR CONDITIONS AND FUEL USED WILL AFFECT THESE VALUES. EACH OF THE VALUES MAY VARY IN ACCORDANCE WITH THE FOLLOWING TOLERANCES.

POWER	+/-	3%		
EXHAUST STACK TEMPERATURE			+/-	8%
INLET AIR FLOW	+/-	5%		
INTAKE MANIFOLD PRESSURE - GAGE			+/-	10%
EXHAUST FLOW	+/-	6%		
SPECIFIC FUEL CONSUMPTION			+/-	3%
FUEL RATE	+/-	5%		
HEAT REJECTION			+/-	5%
HEAT REJECTION EXHAUST ONLY			+/-	10%

**CONDITIONS:**

PERFORMANCE IS OBTAINED AND CORRECTED IN ACCORDANCE WITH ISO 3046/1 STANDARD ATMOSPHERIC CONDITIONS OF 100 KPA (29.61 IN HG), 30% RELATIVE HUMIDITY AND 25 DEG C (77 DEG F) AT THE STATED AFTERCOOLER TEMPERATURE. PERFORMANCE IS ALSO IN ACCORDANCE WITH SAE J1995, BS5514/1 AND DIN6271/1 STANDARD REFERENCE CONDITIONS.

PERFORMANCE AND FUEL CONSUMPTION ARE BASED ON 35 DEGREE API GRAVITY FUEL HAVING A LOWER HEATING VALUE OF 42,780 KJ/KG (18,390 BTU/LB) WHEN USED AT 29 DEG C (84.2 DEG F) WHERE THE DENSITY IS 838.9 G/LITER (7.002 LBS/GAL).

ENGINES ARE EQUIPPED WITH STANDARD ACCESSORIES; LUBE OIL, FUEL PUMP AND JACKET WATER PUMP. THE POWER REQUIRED TO DRIVE AUXILIARIES MUST BE DEDUCTED FROM THE GROSS OUTPUT TO ARRIVE AT THE NET POWER AVAILABLE FOR THE EXTERNAL (FLYWHEEL) LOAD. TYPICAL AUXILIARIES INLCUDE COOLING FANS, AIR COMPRESSORS AND CHARGING ALTERNATORS.

RATINGS MUST BE REDUCED TO COMPENSATE FOR ALTITUDE AND/OR AMBIENT TEMPERATURE CONDITIONS ACCORDING TO THE APPLICABLE DATA SHOWN ON THE PERFORMANCE DATA SET.

**DEFINITIONS:**

WELL SERVICING (FRACTURING & CEMENTING/KILL PUMP) - THE POWER AND SPEED CAPABILITY OF THE ENGINE WHICH CAN BE USED TO POWER HIGH PRESSURE WELL SERVICING EQUIPMENT.

HOISTING - THE POWER AND SPEED CAPABILITY OF THE ENGINE WHICH CAN BE USED TO POWER THE DRAWWORKS ONLY OF A DRILLING OR WORKOVER RIG THROUGH A MECHANICAL DRIVE.

PUMPING/DRILLING (AIR OR MECHANICAL DRIVE ) - THE POWER AND SPEED CAPABILITY OF THE ENGINE WHICH CAN BE USED TO POWER MUD PUMPS, ROTARY TABLES AND DRAWWORKS THROUGH AN AIR OR MECHANICAL DRIVE.

PUMPING/DRILLING (ELECTRICAL DRIVE) - THE POWER AND SPEED CAPABILITY OF THE ENGINE WHICH CAN BE USED TO POWER MUD PUMPS, ROTARY TABLES AND DRAWWORKS ON AN ELECTRIC DRIVE.

**ALTITUDE:**

ALTITUDE CAPABILITY - THE RECOMMENDED REDUCED POWER VALUES FOR SUSTAINED ENGINE OPERATION AT SPECIFIC ALTITUDE LEVELS AND AMBIENT TEMPERATURE.

COLUMN "N" DATA - THE FLYWHEEL POWER OUTPUT AT NORMAL AMBIENT TEMPERATURE.

AMBIENT TEMPERATURE - TO BE MEASURED AT THE AIR CLEANER AIR INLET  
DURING NORMAL ENGINE OPERATION.

NORMAL TEMPERATURE - THE NORMAL TEMPERATURE AT VARIOUS SPECIFIC  
ALTITUDE LEVELS FOUND ON TM2001.

---

Caterpillar Confidential: **Green**

Content Owner: Shane Gilles

Web Master(s): [PSG Web Based Systems Support](#)

Current Date: Thursday, September 30, 2010 2:13:59 PM

© Caterpillar Inc. 2010 All Rights Reserved.

[Data Privacy Statement](#).

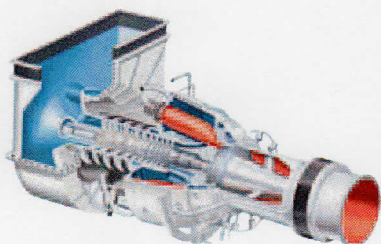
## **ANEXO 4**

**Turbinas gas industrial Siemens**



# Turbinas de gas industriales

Gama completa de productos Siemens de 5 a 50 megavatios



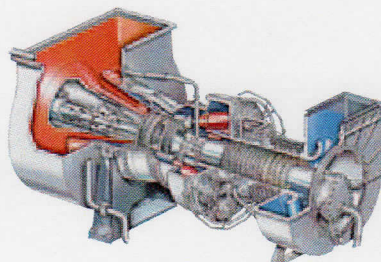
## SGT-100

### Generación de energía 5,40 MW(e)

- Combustible: gas natural\*
- Frecuencia: 50/60Hz
- Eficiencia eléctrica: 31,0%
- Consumo específico: 11.613 kJ/kWh (11.008 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 17.384 rpm
- Relación de compresión: 15,6:1
- Caudal de gases de escape: 20,6 kg/s (45,4 lb/s)
- Temperatura gases escape: 531 °C (988 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 15 ppmV

### Tracción mecánica 5,70 MW (7.640 bhp)

- Combustible: gas natural\*
- Eficiencia: 32,9%
- Consumo específico: 10.948 kJ/kWh (7.738 Btu/bhph)
- Velocidad de la turbina: 13.000 rpm
- Relación de compresión: 14,9:1
- Caudal de gases de escape: 19,7 kg/s (43,4 lb/s)
- Temperatura gases escape: 543 °C (1.009 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 25 ppmV



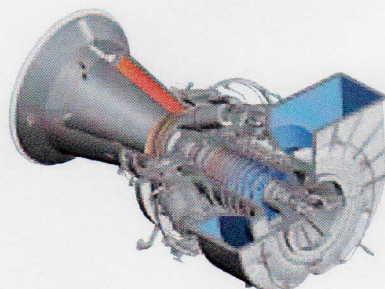
## SGT-200

### Generación de energía 6,75 MW(e)

- Combustible: gas natural\*
- Frecuencia: 50/60Hz
- Eficiencia eléctrica: 31,5%
- Consumo específico: 11.418 kJ/kWh (10.823 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 11.053 rpm
- Relación de compresión: 12,2:1
- Caudal de gases de escape: 29,3 kg/s (64,5 lb/s)
- Temperatura gases escape: 466 °C (871 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 25 ppmV

### Tracción mecánica 7,68 MW (10.300 bhp)

- Combustible: gas natural\*
- Eficiencia: 33,0%
- Consumo específico: 10.906 kJ/kWh (7.708 Btu/bhph)
- Velocidad de la turbina: 10.950 rpm
- Relación de compresión: 12,3:1
- Caudal de gases de escape: 29,5 kg/s (65,0 lb/s)
- Temperatura gases escape: 489 °C (912 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 25 ppmV



## SGT-300

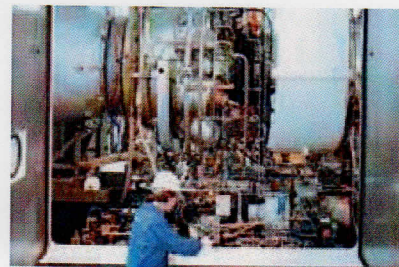
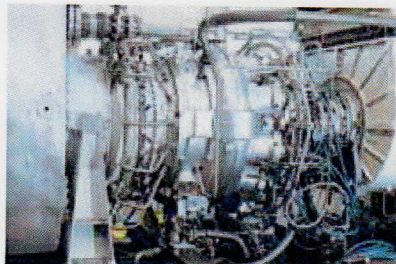
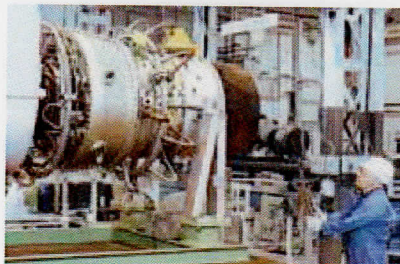
### Generación de energía 7,90 MW(e)

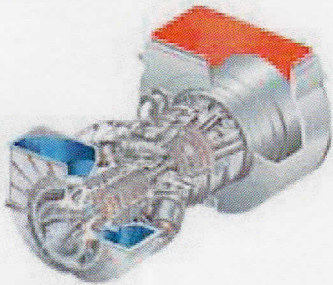
- Combustible: gas natural\*
- Frecuencia: 50/60Hz
- Eficiencia eléctrica: 30,6%
- Consumo específico: 11.773 kJ/kWh (11.158 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 14.010 rpm
- Relación de compresión: 13,7:1
- Caudal de gases de escape: 30,2 kg/s (66,6 lb/s)
- Temperatura gases escape: 542 °C (1008 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 15 ppmV

### Tracción mecánica 8,2 MW (11.000bhp)

- Combustible: gas natural\*
- Eficiencia: 34,6%
- Consumo específico: 10.400 kJ/kWh (7.350 Btu/bhph)
- Velocidad de la turbina: 11.500 rpm
- Relación de compresión: 13,3:1
- Caudal de gases de escape: 29,0 kg/s (63,9 lb/s)
- Temperatura gases escape: 498 °C (928 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 15 ppmV

\*Sin pérdidas de admisión ni de escape; disponibles otras opciones para gases, líquidos o duales.





### SGT-400

#### Generación de energía 12,90 MW(e)

- Combustible: gas natural\*
- Frecuencia: 50/60Hz
- Eficiencia eléctrica: 34,8%
- Consumo específico: 10.355 kJ/kWh (9.815 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 9.500 rpm
- Relación de compresión: 16,8:1
- Caudal de gases de escape: 39,4 kg/s (86,8 lb/s)
- Temperatura gases escape: 555 °C (1.031 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 15 ppmV

*También disponible como 14,40 MW(e)*

#### Tracción mecánica 13,40 MW (18.000 bhp)

- Combustible: gas natural\*
- Eficiencia: 36,2%
- Consumo específico: 9.943 kJ/kWh (7.028 Btu/bhph)
- Velocidad de la turbina: 9.500 rpm
- Relación de compresión: 16,8:1
- Caudal de gases de escape: 39,4 kg/s (86,8 lb/s)
- Temperatura gases escape: 555 °C (1.031 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 15 ppmV

*También disponible como 15,00 MW*



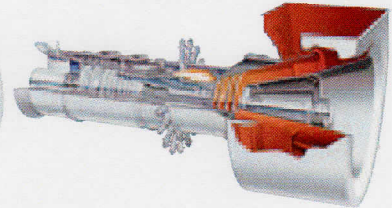
### SGT-500

#### Generación de energía 19,10 MW(e)

- Combustible: gas natural\*
- Frecuencia: 50/60Hz
- Eficiencia eléctrica: 33,8%
- Consumo específico: 10.664 kJ/kWh (10.107 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 3.600 rpm
- Relación de compresión: 13:1
- Caudal de gases de escape: 97,9 kg/s (215,9 lb/s)
- Temperatura gases escape: 369 °C (679 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 42 ppmV

#### Tracción mecánica 19,52 MW (26.177 bhp)

- Combustible: gas natural\*
- Eficiencia: 34,5%
- Consumo específico: 10.432 kJ/kWh (7.373 Btu/bhph)
- Velocidad de la turbina: 3.450 rpm
- Relación de compresión: 13:1
- Caudal de gases de escape: 97,9 kg/s (215,9 lb/s)
- Temperatura gases escape: 369 °C (697 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 42 ppmV



### SGT-600

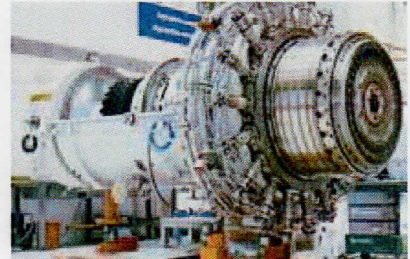
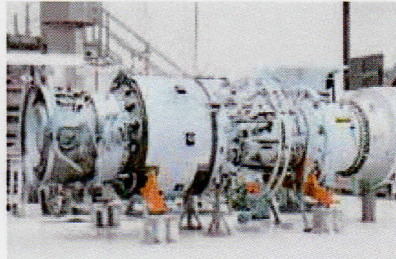
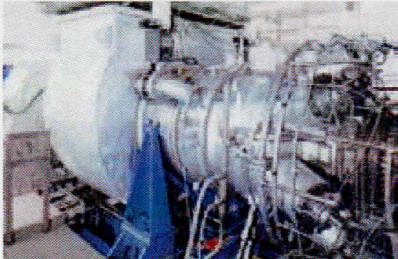
#### Generación de energía 24,77 MW(e)

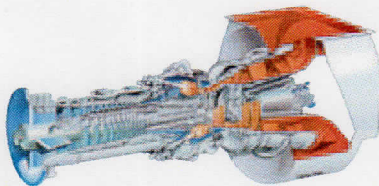
- Combustible: gas natural\*
- Frecuencia: 50/60Hz
- Eficiencia eléctrica: 34,2%
- Consumo específico: 10.533 kJ/kWh (9.983 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 7.700 rpm
- Relación de compresión: 14:1
- Caudal de gases de escape: 80,4 kg/s (177,3 lb/s)
- Temperatura gases escape: 543 °C (1.009 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 25 ppmV

#### Tracción mecánica 25,40 MW (34.100 bhp)

- Combustible: gas natural\*
- Eficiencia: 35,1%
- Consumo específico: 10.258 kJ/kWh (7.250 Btu/bhph)
- Velocidad de la turbina: 7.700 rpm
- Relación de compresión: 14:1
- Caudal de gases de escape: 80,4 kg/s (177,3 lb/s)
- Temperatura gases escape: 543 °C (1.009 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 25 ppmV

*\*Sin pérdidas de admisión ni de escape; disponibles otras opciones para gases, líquidos o duales.*





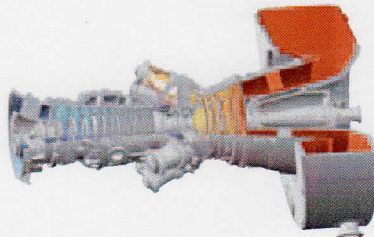
### SGT-700

#### Generación de energía 31,21 MW(e)

- Combustible: gas natural\*
- Frecuencia: 50/60Hz
- Eficiencia eléctrica: 36,4%
- Consumo específico:  
9.882 kJ/kWh (9.367 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 6.500 rpm
- Relación de compresión: 18,6:1
- Caudal de gases de escape:  
94 kg/s (208 lb/s)
- Temperatura gases escape: 528 °C (983 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 15 ppmV

#### Tracción mecánica 32,04 MW (42.966 bhp)

- Combustible: gas natural\*
- Eficiencia: 37,4%
- Consumo específico: 9.629 kJ/kWh (6.806 Btu/bhph)
- Velocidad de la turbina: 6.500 rpm
- Relación de compresión: 18,6:1
- Caudal de gases de escape:  
94 kg/s (207 lb/s)
- Temperatura gases escape: 528 °C (983 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 15 ppmV



### SGT-750

#### Generación de energía 35,93 MW(e)

- Combustible: gas natural\*
- Frecuencia: 50/60Hz
- Eficiencia eléctrica: 38,7%
- Consumo específico:  
9.296 kJ/kWh (8.811 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 6.100 rpm
- Relación de compresión: 23,8:1
- Caudal de gases de escape:  
113,3 kg/s (249,8 lb/s)
- Temperatura gases escape: 462 °C (864 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 15 ppmV

#### Tracción mecánica 37,11 MW (49.765 bhp)

- Combustible: gas natural\*
- Eficiencia: 40,0%
- Consumo específico: 9.002 kJ/kWh (6.362 Btu/bhph)
- Velocidad de la turbina: 3.050–6.405 rpm
- Relación de compresión: 23,8:1
- Caudal de gases de escape:  
113,3 kg/s (249,8 lb/s)
- Temperatura gases escape: 462 °C (864 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 15 ppmV



### SGT-800

#### Generación de energía 47,00 MW(e)

- Combustible: gas natural\*
- Frecuencia: 50/60Hz
- Eficiencia eléctrica: 37,5%
- Consumo específico:  
9.597 kJ/kWh (9.096 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 6.608 rpm
- Relación de compresión: 19:1
- Caudal de gases de escape:  
131,5 kg/s (289,9 lb/s)
- Temperatura gases escape: 544 °C (1.011 °F)
- Emisiones de NO<sub>x</sub> (con DLE, corregidas al 15% de O<sub>2</sub> seco): ≤ 15 ppmV

*También disponible como 50,50 MW(e)*

\*Sin pérdidas de admisión ni de escape; disponibles otras opciones para gases, líquidos o duales.

