



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA AUTOMOTRIZ**

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS  
MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA A GAS NATURAL  
ASOCIADO (WAUKESHA) PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA  
EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO AUTOMOTRIZ**

**GABRIEL ALEJANDRO PICO GUERRERO**

**DIRECTOR: ING. RAÚL DARÍO BALDEÓN LÓPEZ**

**Quito, 01 de abril 2015**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015  
Reservados todos los derechos de reproducción

## DECLARACIÓN

Yo, **GABRIEL ALEJANDRO PICO GUERRERO**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

Gabriel Alejandro Pico Guerrero

C.I. 131111225-2

# CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Análisis de factibilidad técnica-económica de los motores de combustión interna a gas natural asociado (Waukesha) para generación eléctrica en operaciones hidrocarburíferas**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero Automotriz** fue desarrollado por **Gabriel Pico**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

---

Ing. Raúl Darío Baldeón López

**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I.170804253-4

## **DEDICATORIA**

A Dios por obsequiarme una infinita curiosidad y afinidad por la ingeniería.

A mí amada Esposa por estar a mi lado en la abundancia y en la adversidad, por ser mi guía, por ayudarme a alcanzar todos mis objetivos y metas e inspirar todos mis sueños.

A mis padres por haberme instruido en el esfuerzo, la dedicación, la perseverancia, la paciencia y el emprendimiento virtudes que son el único y verdadero camino al éxito.

A mi Director por creer en mí y otorgarme la oportunidad que me permitió desarrollar mis habilidades como profesional y como ser humano.

A mi trabajo por permitirme ampliar mis conocimientos mejorando mis habilidades y expandiendo mis horizontes investigativos.

Finalmente a mi facultad por todo el conocimiento otorgado y por los años de estudio.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
DECLARACIÓN	
CERTIFICACIÓN	
DEDICATORIA	
ÍNDICE DE CONTENIDOS	I
ÍNDICE DE TABLAS	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE ANEXOS	XIII
RESUMEN	XIV
INTRODUCCIÓN	XVI
REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	4
<b>2 ANTECEDENTES</b>	<b>4</b>
2.1 PRODUCCION DE GAS NATURAL ASOCIADO EN ECUADOR	4
2.2.2.1 Proceso de captación de gas natural asociado	6
2.2.1.1 Principios de separación de los fluidos que intervienen durante la captación de gas natural asociado	7

2.2.1.2 Equipos principales para la captación de gas natural asociado utilizado como combustible en la industria hidrocarburífera	8
---	---

<b>3 APROXIMACIONES TERMODINÁMICAS PARA EL ESTUDIO DEL CICLO TEÓRICO DE LOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA A GAS NATURAL ASOCIADO</b>	<b>10</b>
3.1 FENÓMENO DE COMPRESIÓN ADIABÁTICA EN EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO	11
3.2 FENÓMENO DE TRANSFORMACIÓN ISÓCORA EN EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO	12
3.3.2.1 Cantidad de masa de combustible que ingresa al cilindro	13
3.3.2.2 Calor aportado en cada ciclo por la inflamación del combustible	13
3.3.2.3 Calor aportado por cada cilindro por la inflamación del combustible	14
3.3.2.4 Cantidad de masa de aire que debe ingresar al cilindro.	15
3.3.2.5 Cantidad de masa de combustible que debe ingresar al cilindro	15
3.3.2.6 Cantidad de masa total de aire combustible que interviene por ciclo y cilindro	16
3.3.2.7 Temperatura alcanzada al final de la combustión en el cilindro	17
3.3.2.8 Incremento de presión en función del incremento de temperatura	18
3.3 FENÓMENO DE EXPANSIÓN ADIABÁTICA EN EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO	19
3.3.1 Temperatura alcanzada al final de la expansión	19
3.3.2 Presión al final del tiempo de expansión	20
3.4 FENÓMENO DE TRANSFORMACIÓN Y EXPANSIÓN ISÓCORA EN EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO	21

<b>4 APROXIMACIONES TERMODINAMICAS PARA EL ESTUDIO DEL CICLO TEÓRICO DEL MOTOR A DIESEL O CRUDO</b>	<b>22</b>
4.1 FENÓMENO DE COMPRESIÓN ADIABÁTICA EN EL MOTOR A CRUDO	22
4.2 FENÓMENO DE COMBUSTIÓN ISÓBARA EN EL MOTOR A CRUDO	23
4.3 FENÓMENO DE EXPANSIÓN ADIABÁTICA EN EL MOTOR A CRUDO	24
<b>5 EL COMBUSTIBLE UTILIZADO EN MOTORES DE COMBUSTION INTERNA PARA OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ECUADOR</b>	<b>26</b>
5.1 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	26
5.2 COMBUSTIBLES GASEOSOS	26
5.3 DESCRIPCIÓN DE LAS SUSTANCIAS QUE ESTAN PRESENTES EN LOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN ECUADOR.	27
5.4 PROPIEDADES DE LOS COMBUSTIBLES	30
5.5.4.1 Volatilidad	30
5.5.4.2 Calor de vaporización	31
5.5.4.3 Peso específico	31
5.5.4.4 Consumo del aire	32
5.5.4.5 Poder calorífico	32
5.5.4.6 Fluidez y puntos de congelación	32
5.5.4.7 Pureza y residuos de la combustión	33
5.5 EFECTOS DE LAS SUSTANCIAS ABRASIVAS QUE ESTAN PRESENTES EN LOS COMBUSTIBLES.	34
5.6 COMBUSTIBLE DE USO GENERAL EN ECUADOR PARA OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS	35
<b>6 TEORÍA DE LA COMBUSTIÓN</b>	<b>38</b>
<b>7 LOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA UTILIZADOS PARA GENERACIÓN EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS.</b>	<b>39</b>



7.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO EMPLEADO EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS	40
7.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR A DIÉSEL O CRUDO EMPLEADO EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS.	41
7.3 CICLOS DE OPERACIÓN DEL MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA DE CUATRO TIEMPOS UTILIZADOS EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS.	42
7.7.3.1 Primer tiempo de admisión	43
7.7.3.2 Segundo tiempo de compresión	43
7.7.3.3 Tercer tiempo de explosión	44
7.7.3.4 Cuarto tiempo de escape	45
7.4 DIAGRAMA DEL CICLO TEORICO DE LOS MOTORES A GAS NATURAL ASOCIADO	46
7.5 CILINDRADA DE UN MOTOR DE COMBUSTION INTERNA	47
7.6 RELACIÓN DE COMPRESIÓN DEL MOTOR DE COMBUSTION INTERNA	48
<b>MATERIALES Y MÉTODOS</b>	<b>49</b>
<b>8 EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO VHP L7042 GSI MARCA WAUKESHA</b>	<b>48</b>
<b>9 CARACTERIZACIÓN DE LAS SUSTANCIAS PRESENTES EN LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LOS MOTORES DE COMBUSTION INTERNA DEL BLOQUE 16</b>	<b>50</b>
9.1 PRUEBA CROMATOGRÁFICA AL GAS NATURAL ASOCIADO UTILIZADO COMO COMBUSTIBLE EN EL MOTOR VHP L7042 GSI MARCA WAUKESHA	51
9.9.1.1 Análisis Cromatográfico	51
9.9.1.2 Toma de muestra del gas natural asociado utilizado como combustible	53

9.9.1.3 Requisitos que debe cumplir el gas natural asociado para ser utilizado como combustible en motores de combustión interna.	56
9.2 PRUEBA DE GRAVEDAD API AL CRUDO UTILIZADO COMO COMBUSTIBLE PARA GENERACION EN EL BLOQUE 16 EN ECUADOR.	57
9.9.2.1 Toma de muestra del crudo utilizado como combustible	58
9.9.2.2 Cálculo de la densidad del crudo utilizado como combustible	61
<b>10 CÁLCULO DEL COMPORTAMIENTO TERMODINÁMICO DEL CICLO TEÓRICO DEL MOTOR VHP L7042 GSI MARCA WAUKESHA UTILIZANDO GAS NATURAL ASOCIADO COMO COMBUSTIBLE.</b>	<b>63</b>
10.1 CÁLCULO DE LA CILINDRADA Y RELACIÓN DE COMPRESIÓN	63
10.2 CÁLCULO DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA AL FINAL DE LA COMPRESIÓN DURANTE EL FENÓMENO DE COMPRESIÓN ADIABÁTICA	65
10.3 CÁLCULO DE LA MASA COMBUSTIBLE QUE DEBE INGRESAR POR CILINDRO Y POR CICLO DURANTE EL FENÓMENO DE TRANSFORMACIÓN ISOCORA EN EL MOTOR CON GAS NATURAL ASOCIADO COMO COMBUSTIBLE	66
10.4 CÁLCULO DEL CALOR APORTADO POR CADA CICLO DURANTE LA TRANSFORMACIÓN ISOCORA EN EL MOTOR CON GAS NATURAL ASOCIADO COMO COMBUSTIBLE	67
10.5 CÁLCULO DEL CALOR APORTADO POR CILINDRO Y POR CICLO	68
10.6 CÁLCULO DE LA MASA DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN LA COMBUSTIÓN POR CILINDRO Y POR CICLO	68
10.7 CÁLCULO DEL INCREMENTO DE LA TEMPERATURA Y PRESIÓN ALCANZADAS AL FINAL DE LA COMBUSTIÓN	72

10.8 CÁLCULO DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA AL FINAL DE LA EXPANSIÓN	74
<b>11 CÁLCULO DEL COMPORTAMIENTO TERMODINÁMICO DEL CICLO TEÓRICO DE UN MOTOR QUE UTILIZA CRUDO COMO COMBUSTIBLE</b>	<b>76</b>
11.1 CÁLCULO DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA AL FINAL DE LA COMPRESIÓN DURANTE EL FENÓMENO DE COMPRESIÓN ADIABÁTICA EN EL MOTOR A CRUDO	77
11.2 CÁLCULO DEL DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA ALCANZADAS AL FINAL DE LA COMBUSTIÓN ISOBARA	78
11.3 CÁLCULO DE LA MASA COMBUSTIBLE QUE DEBE INGRESAR POR CILINDRO Y POR CICLO	79
11.4 CÁLCULO DEL CALOR APORTADO POR CADA CICLO	80
11.5 CALCULO DEL CALOR APORTADO POR CILINDRO Y POR CICLO	81
11.6 CÁLCULO DE LA PRESION Y TEMPERATURA AL FINAL DE LA EXPANSIÓN ADIABATICA	83
<b>12 CARACTERIZACION DE LAS SUSTANCIAS PRESENTES EN LOS GASES CONTAMINANTES PRODUCIDOS POR LOS MOTORES DE COMBUSTION INTERNA UTILIZADOS EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS</b>	<b>84</b>
12.1 DESCRIPCIÓN LOS CONTAMINANTES REGULADOS POR LA LEGISLACIÓN ACTUAL VIGENTE EN ECUADOR	85
12.2 TOMA DE MUESTRA DE LOS GASES CONTAMINANTES EN LA TUBERÍAS DE ESCAPE DE LOS MOTORES DE GAS NATURAL ASOCIADO Y CRUDO	87
<b>13 CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN DEL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO VHP L7042GSI MARCA WAUKESHA</b>	<b>93</b>
13.1 CÁLCULO DEL AHORRO CON RELACIÓN A LA GENERACIÓN CON CONVENCIONAL	94
13.2 COSTOS DE OPERACIÓN DEL MOTOR VHP L7042 GSI	95

13.3 CÁLCULO DE LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA QUE REPRESENTA LA IMPLEMENTACIÓN DE MOTORES A GAS NATURAL ASOCIADO PARA GENERACIÓN ELECTRICA	97
13.13.3.1 Cálculo del valor actual neto	99
13.13.3.2 Cálculo del valor costo beneficio	100
13.4 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE UN ANALISIS CAPEX Y OPEX	101
<b>ANÁLISIS Y RESULTADOS</b>	<b>102</b>
<b>14 RESULTADOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA DEL GAS NATURAL ASOCIADO</b>	<b>102</b>
<b>15 RESULTADOS COMPORTAMIENTO TERMODINÁMICO DEL CICLO TEORICO DEL MOTOR VHP L7042GSI EN COMPARACIÓN CON UN MOTOR DE SIMILARES CARACTERISTICAS GEOMETRICAS QUE UTILIZA CRUDO COMO COMBUSTIBLE</b>	<b>107</b>
15.1 DIAGRAMAS COMPARATIVOS CANTIDAD DE MASA COMBUSTIBLE UTILIZADO EN EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO VS EL MOTOR A CRUDO	107
15.2 DIAGRAMA COMPARATIVO DE LAS PRESIONES ALCANZADAS POR EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO Y EL MOTOR A CRUDO	109
15.3 DIAGRAMA COMPARATIVO DE LAS TEMPERATURAS ALCANZADAS POR EL MOTOR A GAS NATURAL Y EL MOTOR A CRUDO	111
<b>16 RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LAS SUSTANCIAS PRESENTES EN LOS GASES CONTAMINANTES PRODUCIDOS POR LOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA UTILIZADOS EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS</b>	<b>113</b>
<b>17 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA</b>	<b>116</b>

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>117</b>
<b>18 CONCLUSIONES</b>	<b>117</b>
<b>19 RECOMENDACIONES</b>	<b>119</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>123</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>127</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>129</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 1.</b> Producción diaria de gas natural asociado en Ecuador	1
<b>Tabla 2.</b> Autoconsumos de crudo combustible en campos	36
<b>Tabla 3.</b> Liberación de calor por reacción química	39
<b>Tabla 4.</b> Características técnicas del motor VHP L7042 GSI	75
<b>Tabla 5.</b> Tipo de alimentación motor VHP L7042 GSI	75
<b>Tabla 6.</b> Cálculo de valores promedio emisiones motores a gas	90
<b>Tabla 7.</b> Cálculo de valores promedio emisiones motores a crudo	91
<b>Tabla 8.</b> Cálculo de valores promedio emisiones motores a gas vs motores a crudo	92
<b>Tabla 9.</b> Costos de inversión	93
<b>Tabla 10.</b> Ingresos en relación al ahorro en combustibles convencionales	95
<b>Tabla 11.</b> Costos de operación en función del tiempo de parada del equipo	96
<b>Tabla 12.</b> Flujo neto de efectivo a seis años de inversión	98
<b>Tabla 13.</b> Cuadro comparativo cantidad de masa de combustible utilizado (Motor a Crudo VS Motor a gas natural)	111
<b>Tabla 14.</b> Cuadro presiones alcanzadas (Motor a Crudo vs Motor a gas natural)	113

**PÁGINA**

**Tabla 15.** Cuadro temperaturas alcanzadas motor gas y motor a crudo 115

**Tabla 16.** Resultados del análisis de factibilidad económica 119

## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Figura 1.</b> Sistema de separación de fluidos	7
<b>Figura 2.</b> Funcionamiento de un separador de fluidos	9
<b>Figura 3.</b> Separador bifásico vertical	10
<b>Figura 4.</b> Mecheros para quema de gas natural asociado	37
<b>Figura 5.</b> Mapa estratigráfico del Ecuador ubicación del Bloque 16	38
<b>Figura 6.</b> Mecanismos principales del motor	40
<b>Figura 7.</b> Motor de generación a gas natural marca “Waukesha”	41
<b>Figura 8.</b> Motores de generación a crudo marca “Wartsila”	42
<b>Figura 9.</b> Ciclos de trabajo del motor de 4 tiempos	43
<b>Figura 10.</b> Diagrama teórico del motor de combustión interna a gas natural	46
<b>Figura 11.</b> Motor VHP L7042 GSI a gas natural marca “Waukesha”	48
<b>Figura 12.</b> Cromatógrafo	52
<b>Figura 13.</b> Cabezal de succión de gas combustible del motor VHP	53
<b>Figura 14.</b> Resultados de la prueba cromatográfica del cabezal de succión del motor a gas natural asociado	55
<b>Figura 15.</b> Requisitos que debe cumplir el gas natural para ser utilizado como combustible	56



	<b>PÁGINA</b>
<b>Figura 16.</b> Tanque de almacenamiento de crudo para generación	58
<b>Figura 17.</b> Muestra de crudo utilizado como combustible	59
<b>Figura 18.</b> Prueba para el cálculo de la gravedad API	60
<b>Figura 19.</b> Informe de emisiones contaminantes motor Waukesha muestra 1	87
<b>Figura 20.</b> Informe emisiones contaminantes motor Waukesha muestra 2	88
<b>Figura 21.</b> Informe de emisiones contaminantes motor a crudo muestra uno	88
<b>Figura 22.</b> Informe de emisiones contaminantes motor a crudo muestra dos	89
<b>Figura 23.</b> Cuadro comparativo poder calorífico del gas natural asociado con la norma Inen 2 489/2009	105
<b>Figura 24.</b> Cuadro estadístico diferencia de masas de combustible (Motor a Crudo VS Motor a gas natural)	106
<b>Figura 25.</b> Cuadro estadístico diferencia de masas de combustible (Motor a Crudo VS Motor a gas natural)	111
<b>Figura 26.</b> Cuadro estadístico diferencia de presiones durante los ciclos de funcionamiento del Motor a gas natural asociado vs el motor a crudo	113
<b>Figura 27.</b> Cuadro estadístico diferencia de temperaturas durante los ciclos de funcionamiento del motor a gas natural asociado vs el motor a crudo	115
<b>Figura 28.</b> Cuadro estadístico diferencia de cantidad de sustancias abrasivas presentes en los gases de combustión del motor a gas natural asociado vs el motor a crudo	117

# ÍNDICE DE ANEXOS

<b>ANEXO I</b>	129
Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas	
<b>ANEXO II</b>	132
Norma NTE INEN 2 409/2009	
<b>ANEXO III</b>	137
Norma API INEN 2 319/2009	
<b>ANEXO IV</b>	144
Ficha técnica del motor VHP L7042 GSI	
<b>ANEXO V</b>	145
Acuerdo Ministerial 091	
<b>ANEXO VI</b>	154
Texto Unificado de Legislación	
<b>ANEXO VII</b>	163
Trabajos de mantenimiento por horas del motor "Waukesha2	

## RESUMEN

En la actualidad el gas natural asociado es la fuente de energía fósil que ha conocido el mayor avance desde los años 70 y representa la quinta parte del consumo energético mundial, la abundante presencia de este hidrocarburo en los yacimientos de petróleo en el Ecuador hacen de este una alternativa energética muy atractiva.

El presente trabajo manifiesta un análisis de la tecnología actualmente utilizada para la generación de energía en las operaciones hidrocarburíferas en Ecuador, para el cual se toma como referencia a la Operadora a cargo del Bloque 16 Repsol Ecuador S.A pionera en la utilización de gas natural asociado como combustible en Ecuador, con la finalidad de determinar ventajas y desventajas operacionales del uso de motores a gas natural asociado en operaciones hidrocarburíferas de modo que la generación eléctrica sea más económica y más amigable con el ambiente, por consiguiente el desarrollo de la tesis en los siguientes capítulos.

En el capítulo uno de este documento se trata los objetivos de investigación, hipótesis del trabajo y antecedentes generales sobre la producción de hidrocarburos en Ecuador.

En el capítulo dos de este documento se encuentra una breve descripción, de los equipos de generación del Bloque 16 pertenecientes a la Cia. Repsol Ecuador S.A, adicionalmente incluye una síntesis de los mecanismos que integran un motor de combustión interna, sus particularidades y los principios termodinámicos que intervienen durante los diferentes ciclos de funcionamiento del motor.

En el capítulo tres de este documento se realiza una síntesis de los equipos y pruebas utilizados para lograr cumplir los objetivos planteados por el tema de estudio.

En el capítulo cuatro se detallan los datos obtenidos experimentalmente donde se muestran los resultados del análisis de factibilidad técnica y económica del motor a gas natural el mismo que permitió realizar una serie de conclusiones de carácter objetivo y universal.

En el capítulo cinco de este documento se detallan las conclusiones y recomendaciones en base a los resultados obtenidos durante el desarrollo del tema de estudio.

## **INTRODUCCIÓN**

Los motores de combustión interna transforman la energía calorífica del combustible en energía mecánica, dado que el combustible se consume en su interior mediante el proceso de combustión, aprovechan la fuerza expansiva de los gases inflamados, transformando la energía química contenida en el combustible en energía calorífica y seguidamente en energía mecánica. (Alonso, 2004)

La complejidad con la que se desarrollan las operaciones hidrocarburíferas hace del motor de combustión interna una máquina de uso indispensable para la generación eléctrica, donde el combustible es uno de los factores determinantes para una operación efectiva.

A partir de un sofisticado y costoso proceso de extracción y tratamiento del petróleo, el diésel y el crudo son el combustible de uso general en las plantas de generación en Ecuador, pese a ser los directos responsables de la contaminación atmosférica.

La crisis económica debido a la inestabilidad del precio del crudo a nivel mundial y el cambio climático hacen necesaria la búsqueda de una alternativa energética al petróleo y sus derivados, por lo que Ecuador optó por el uso de combustibles no convencionales y energías renovables, de entre los cuales pueden mencionarse el gas natural asociado, la electricidad y el hidrógeno.

Las características de este hidrocarburo hacen de este un combustible de elevado poder calorífico con grandes aplicaciones energéticas que presenta un sin número de ventajas para su aplicación en motores de combustión interna.

En la actualidad el aprovechar al máximo las fuentes de energía no renovables y prolongar la integridad mecánica de los equipos son el factor determinante durante la ejecución y desarrollo de cualquier actividad industrial.

Los extensos períodos de operación de los motores con combustibles convencionales, el elevado costo de refinación del petróleo, la particularidad de las características de los combustibles en Ecuador y el cambio climático originan condiciones que incrementan la probabilidad y frecuencia con la que se presenten fallas y desperfectos durante su funcionamiento que contribuyen al impacto ambiental las que ocasionan pérdidas económicas con cifras significativas resultantes de extensos trabajos de mantenimiento.

Los avances tecnológicos de la época permiten obtener un elevado rendimiento de los motores de combustión interna a través de la adaptación y desarrollo de innovadoras tecnologías, cuya finalidad es la reducción de costos operacionales y la disminución considerable de emisiones contaminantes a la atmosfera, todas resultado de los fenómenos físicos y químicos que se presentan durante un ciclo de operación anormal.

Por lo tanto surge la necesidad de desarrollar, mejorar o adoptar tecnologías, con la finalidad de optimizar su funcionamiento, reducir los costos de operación, y preservar el ambiente durante la ejecución de las operaciones, siendo la búsqueda de fuentes de energía alternativas un factor crítico y determinante para el desarrollo y ejecución de cualquier actividad industrial en Ecuador, actualmente esta práctica no se encuentra aislada, ya que se pretende impulsar el desarrollo productivo del país a través de un cambio en su matriz productiva.

El presente trabajo está orientado a la formulación de un estudio de factibilidad técnica-económica al motor de combustión interna VHP L7042 GSI a gas natural asociado (Waukesha) el cual por medio del análisis técnico de las características y parámetros geométricos del motor pretende determinar las ventajas y desventajas técnicas y económicas de generalizar su uso en estaciones de generación para plataformas petroleras en concordancia con el Decreto Ejecutivo que pretende impulsar el desarrollo económico del país a

través del cambio de la Matriz Productiva, por medio de la elaboración de un documento técnico el cual denote la factibilidad de utilizar motores de combustión interna a gas natural asociado en operaciones hidrocarburíferas, de modo que los resultados se expongan de manera sistemática y se puedan interpretar objetivamente por medio de los siguientes objetivos específicos:

1.- Elaborar un análisis técnico de las características físico químicas de los dos combustibles utilizados para la generación en el Bloque 16, crudo y gas natural, con el que se pretende evidenciar el desempeño de ambos hidrocarburos y los efectos que conlleva su uso sobre los mecanismos que integran los motores de combustión interna.

2.- Realizar un análisis técnico del comportamiento termodinámico al motor VHP L7042 GSI marca "Waukesha" que opera con gas natural asociado como combustible, con el cual se pretende determinar su desempeño en comparación con un motor de características similares que utiliza combustibles convencionales mediante el uso de aproximaciones del ciclo teórico del motor de 4 tiempos.

3.- Establecer un análisis técnico y comparativo de los efectos que conlleva la operación de motores a gas natural y crudo en operaciones hidrocarburíferas, mediante el análisis de las sustancias presentes en las emisiones resultantes de la combustión de ambos hidrocarburos, con el cual se pretende evidenciar los efectos e impacto ambiental que conlleva utilizar un motor a gas natural asociado frente a los de uso convencional.

4.- Mediante el uso de la herramienta matemática financiera Capex Y Opex ideal para el estudio financiero de proyectos, se pretende evidenciar la relación entre el costo de inversión y el costo de operación que conlleva el uso de motores de combustión interna a gas natural y motores a crudo en operaciones hidrocarburíferas.



## **REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

## 2 ANTECEDENTES

### 2.1 PRODUCCION DE GAS NATURAL ASOCIADO EN ECUADOR

Se define como gas natural asociado a todo aquel que sale de los yacimientos hidrocarburíferos, así sea de los pozos que son específicamente para producción de petróleo o para los pozos de los que se extrae únicamente gas. (Arnold, 2008)

El gas natural asociado es una mezcla de hidrocarburos gaseosos con predominio del metano en una proporción no inferior al 70%. (Pinilla, 2014)

En la actualidad es la segunda fuente de energía de mayor uso después del petróleo en el mundo. (Pinilla, 2014)

La principal característica del gas natural asociado radica a su gran contenido de metano y puesto a que este compuesto presenta la mayor relación  $\frac{H}{C}$  (hidrogeno - carbono) entre todos los hidrocarburos, lo que produce en su combustión una menor proporción de monóxido de carbono ( $CO$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ). (Pinilla, 2014)

Es difícil establecer con claridad las características del gas natural asociado existente en el mercado mundial ya que su composición varía en función del yacimiento de donde se extrae y del tratamiento que se le dé tras su extracción. (Pinilla, 2014)

El gas puede ser clasificado según su composición química como gas rico y gas pobre.

Como se menciona en el párrafo 1 del punto 2.1 la producción del petróleo crudo libera grandes cantidades de gas y agua, donde toda la producción de los pozos fluye a los centros de recolección donde se separa el petróleo.

Está previsto que el uso de gas natural asociado en Ecuador crezca más que cualquier otro combustible, ya que en la actualidad el país cuenta con yacimientos con gran concentración de este hidrocarburo tal como lo muestran los datos referidos en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Producción diaria de gas natural asociado en Ecuador

<b>PETROAMAZONAS EP GERENCIA DE GAS NATURAL (CAMPO AMISTAD)</b>	
<b>DIA</b>	<b>PRODUCCION GAS NATURAL (MILES DE PIES CUBICOS)</b>
08-03-15	30 439
09-03-15	50 173
10-03-15	52 761
11-03-15	52 897
12-03-15	52 046

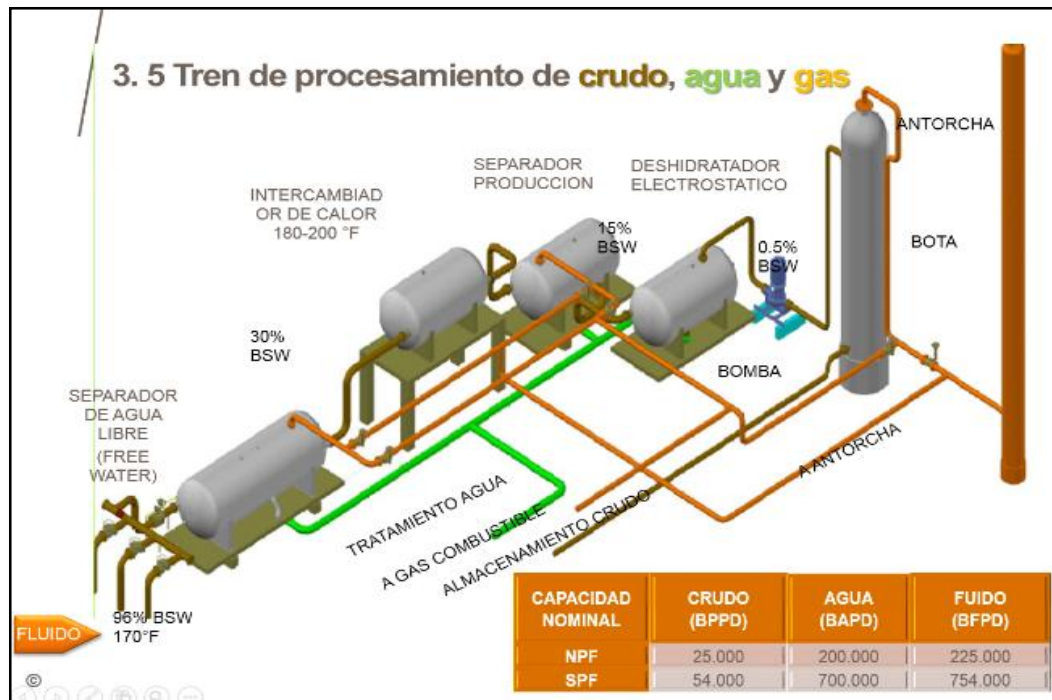
(Hidrocarburifera, 2015)

Como se menciona en el párrafo 2 del punto 2.1 las características de este hidrocarburo derivan del yacimiento desde donde se extrae, las cuales únicamente pueden ser obtenidas tras un proceso de separación y tratamiento el cual se detalla a continuación.

### 2.2.2.1 Proceso de captación de gas natural asociado

El tratamiento que se le da al crudo en las facilidades de superficie de una estación petrolera permite la separación de tres fluidos; gas, agua y petróleo por lo que se puede obtener gas libre de residuos líquidos y sólidos lo que hace factible la utilización del gas natural asociado para generación eléctrica dependiendo obviamente de la composición química y el volumen de este derivado del petróleo, (Arnold, 2008)

El gas natural, el agua y el crudo se separan en lo que se conoce como tren de procesamiento como el que ha sido representado en la Figura 3.



**Figura 1.** Sistema de separación de fluidos

(S.A., Ilustración, 2014)

Los principios fundamentales que intervienen durante el proceso de separación de fluidos se detallan a continuación:

### **2.2.1.1 Principios de separación de los fluidos que intervienen durante la captación de gas natural asociado**

#### Momentum

Este principio se utiliza para la separación primaria de dos fases en una corriente, las fases de los fluidos con diferentes densidades tienden a tener también diferente momentum, si una corriente de dos fases cambia de dirección repentinamente el gran momentum que se desarrolla no permite a las partículas del fluido pesado voltear a la velocidad de las partículas del fluido liviano, ocurriendo de esta manera la separación. (Arnold, 2008)

#### Acción de la gravedad

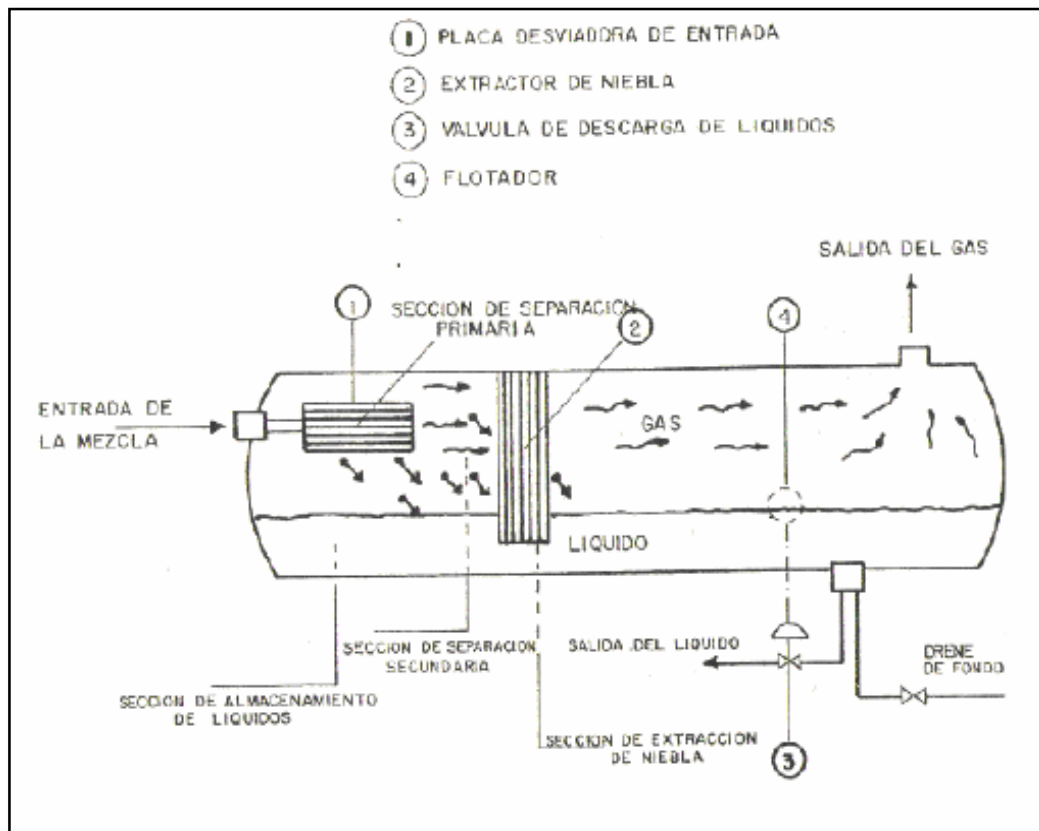
Las gotas de líquido se separan de la fase de gas, si la fuerza de gravedad que actúa sobre la gota, es mayor que la fuerza de arrastre del gas que fluye alrededor de la gota. (Arnold, 2008)

#### Coalescencia

Consiste en la instalación de artefactos que permitan que las partículas más pequeñas en forma de neblina colisionen entre sí, creando partículas más grandes que pueda ser separada por la acción de la gravedad. (Arnold, 2008)

### 2.2.1.2 Equipos principales para la captación de gas natural asociado utilizado como combustible en la industria hidrocarburífera

Uno de los equipos principales para la obtención del gas natural asociado es conocido como separador de fluidos cuyo funcionamiento se fundamenta en los tres principios antes mencionados, en la Figura 4 se ha representado esquemáticamente el funcionamiento de un separador de fluidos.



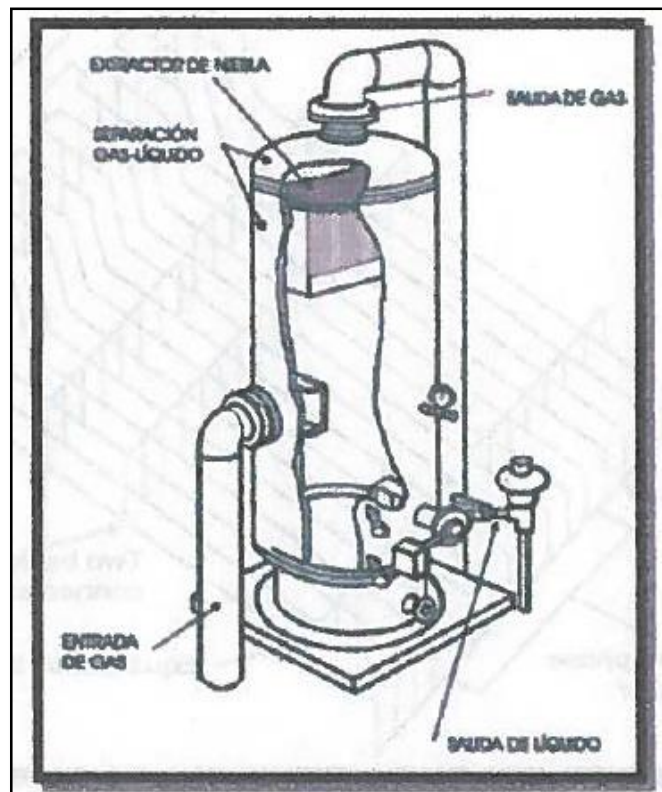
**Figura 2.** Funcionamiento de un separador de fluidos

(Arnold, 2008)

Una vez que el gas natural asociado es separado del agua y el crudo, el gas es enviado hacia un último proceso conocido como deshidratación se emplea un depurador de gas, el que es indispensable para la optimización del gas para su posterior uso en generación de energía.

Este equipo está diseñado para manejar corrientes de gas con muy poco líquido, son instalados principalmente a la entrada de equipos mecánicos que por causa de la presencia de líquidos en la corriente de gas pueden perder eficiencia en su operación o sufrir daños en su integridad tales como los compresores o generadores (motores). (Arnold, 2008)

En la Figura 5 se ha representado esquemáticamente un depurador de gas Scrubber.



**Figura 3.** Separador bifásico vertical

(Arnold, 2008)

### **3 APROXIMACIONES TERMODINÁMICAS PARA EL ESTUDIO DEL CICLO TEÓRICO DE LOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA A GAS NATURAL ASOCIADO**

La termodinámica es la ciencia que define las transformaciones de calor y del trabajo mecánico, por medio del estudio de las leyes que obedecen los gases en el transcurso de sus evoluciones, relacionando los términos energía, trabajo y calor. (Alonso, 2004)

El análisis termodinámico permite determinar el rendimiento y la eficiencia de una máquina de combustión fundamentando su principio en el ciclo de volumen constante que fue enunciado en 1862 por Beau de Rochas con el título de “ciclo de 4 tiempos”, el mismo que posteriormente fue aplicado en un motor térmico por el alemán Otto. (Alonso, 2004)

El fluido operante que actúa en el cilindro del motor es sometido en el transcurso de los ciclos a una serie de transformaciones físicas y químicas. (Alonso, 2004)

En los ciclos ideales se supone que el fluido se comporta como un gas perfecto, donde las fases de introducción y sustracción de calor, tienen una duración bien determinada donde en las otras fases no hay pérdidas de calor siendo este ciclo el que representa el límite máximo que teóricamente puede alcanzar el motor. (Alonso, 2004)

Los motores fundamentan su principio en la evolución de estos fenómenos en su interior por medio de una serie de transformaciones termodinámicas que ocurren durante los ciclos descritos en el punto 3.3, las cuales se describen a continuación:



### 3.1 FENÓMENO DE COMPRESIÓN ADIABÁTICA EN EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO

El fluido es comprimido en el interior del cilindro sin intercambio de calor con el exterior, donde la compresión lleva el gas hasta una temperatura insuficiente para que este se inflame. (Alonso, 2004).

La presión alcanzada por el gas al final de esta transformación se determina mediante el uso de la ecuación 1:

$$p_2 = p_1 R c^\gamma \quad [1]$$

Donde:

$p_2$ : presión al final de la compresión

$p_1$ : presión de admisión del combustible

$Rc$ : relación de compresión

$\gamma$ : exponente de valor de los gases

La temperatura alcanzada por el gas mezcla de aire y combustible se determina mediante el uso de la ecuación 2:

$$T_2 = T_1 R c^{\gamma-1} \quad [2]$$

Donde:

$T_2$ : temperatura al final del tiempo de compresión

$T_1$ : *temperatura inicial*

$Rc$ : *relación de compresión*

$\gamma$ : *exponente de valor de los gases*

### **3.2 FENÓMENO DE TRANSFORMACIÓN ISÓCORA EN EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO**

El calor es introducido de manera casi instantánea por la chispa de la bujía, que produce la inflamación del gas elevando de manera brusca la presión (Alonso, 2004).

Es necesario comprender que para determinar los valores de temperatura y presión en el cilindro durante esta transformación intervienen una serie de parámetros adicionales necesarios los cuales se describen a continuación:

### 3.3.2.1 Cantidad de masa de combustible que ingresa al cilindro

Es el cálculo matemático necesario para lograr determinar el valor de la cantidad exacta de masa que debe introducirse en cilindro (Alonso, 2004) y se lo obtiene con la ecuación 3:

$$G = V_T * \rho \quad [3]$$

Donde:

G: masa de combustible

$V_T$ : cilindrada total

$\rho$ : densidad del combustible

### 3.3.2.2 Calor aportado en cada ciclo por la inflamación del combustible

El calor aportado por cada ciclo se obtiene por medio del cálculo matemático de la expresión que relaciona la masa del combustible con el poder calorífico del mismo mediante el uso de la ecuación 4:

$$Q_1 = G * H_e \quad [4]$$

Donde:

$Q_1$ : calor aportado en cada ciclo

G: masa de combustible

$H_e$ : poder calorífico del combustible

### 3.3.2.3 Calor aportado por cada cilindro por la inflamación del combustible

El calor aportado por cada cilindro se obtiene por medio de la expresión que relaciona el calor aportado por cada ciclo y el número de cilindros del motor. (Alonso, 2004), la cual se obtiene mediante el uso de la ecuación 5:

$$Q_{cilindros} = \frac{Q_1}{n} \quad [5]$$

Donde:

Q: calor aportado por cada cilindro

$Q_1$ : calor aportado por cada ciclo

n: número de cilindros

### 3.3.2.4 Cantidad de masa de aire que debe ingresar al cilindro.

El valor de la masa de aire que debe ingresar al cilindro se obtiene por medio del uso de la ecuación 6, la cual relaciona los valores de la masa del aire, el rendimiento termodinámico, la densidad del aire y la cilindrada unitaria (Alonso, 2004):

$$m = \eta v * \rho * V_u \quad [6]$$

Donde:

M: masa de aire

$\eta v$ : rendimiento termodinámico

$\rho$ : densidad del aire

$V_u$ : cilindrada unitaria

### 3.3.2.5 Cantidad de masa de combustible que debe ingresar al cilindro

El valor de la masa de combustible que debe ingresar al cilindro se obtiene a través del uso de la ecuación 7 la cual relaciona los valores del rendimiento termodinámico, la densidad del combustible y el valor de la mezcla estequiométrica (Alonso, 2004).

$$m = \frac{V_u * \rho * \eta_v}{g} \quad [7]$$

Donde:

$m$ : masa de combustible

$V_u$ : cilindrada unitaria

$\rho$ : densidad del combustible

$\eta_v$ : rendimiento termodinámico

$g$ : valor de la mezcla estequiométrica

### 3.3.2.6 Cantidad de masa total de aire combustible que interviene por ciclo y cilindro

Los valores de la masa de aire y combustible se obtienen por medio del cálculo de la cantidad de masa total de aire y combustible necesarios para la combustión por cilindros y por ciclo mediante la ecuación 8 la cual relaciona la masa de aire y la masa del combustible (Alonso, 2004):

$$m_t = m_a + m_c \quad [8]$$

Donde:

$m_t$ : masa total

$m_a$ : masa de aire

$m_c$ : masa de combustible

### 3.3.2.7 Temperatura alcanzada al final de la combustión en el cilindro

Para el cálculo de la cantidad de calor que se aporta en este tiempo del ciclo se utiliza la ecuación 9 (Alonso, 2004):

$$Q_1 = m * C_v(T_3 - T_2) \quad [9]$$

Donde:

$Q_1$ : calor aportado por cada ciclo

$m$ : masa de combustible

$C_v$ : calor específico del combustible

$T_3$ : temperatura alcanzada al final de la combustión

$T_2$ : temperatura alcanzada al final de la compresión

El valor de la temperatura alcanzada al final de la combustión se determina por medio del uso de la ecuación 10 la cual relaciona el calor generado, calor específico del combustible y la masa de aire combustible que debe ingresar al cilindro:

$$T_3 = \frac{Q_1}{m \cdot C_v} + T_2 \quad [10]$$

Donde:

$T_3$ : temperatura alcanzada al final de la combustión

$Q_1$ : calor aportado en cada ciclo

$m$ : masa de aire combustible que debe ingresar en el cilindro

$C_v$ : calor específico del combustible

$T_2$ : temperatura al final de la compresión

### 3.3.2.8 Incremento de presión en función del incremento de temperatura

Ya que la transformación se efectúa a volumen constante, el aumento de presión es proporcional al incremento de temperatura.

El incremento de presión en función del incremento de temperatura se calcula por medio del uso de la ecuación 11: (Alonso, 2004)

$$p_3 = \frac{T_3}{T_2} * p_2 \quad [11]$$

Donde:

$p_3$ : incremento de presión en función de la temperatura

$T_3$ : temperatura alcanzada al final de la combustión

$T_2$ : temperatura al final de la compresión

$p_2$ : presión al final de la compresión



### **3.3 FENÓMENO DE EXPANSIÓN ADIABÁTICA EN EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO**

Durante este fenómeno la inflamación del gas concluye y la masa de gases se expande de manera adiabática, lo que corresponde a una baja de presión perceptible, la presión generada en este momento es la que produce el desplazamiento del pistón y la temperatura cedida se transforma en trabajo gastado para desplazar el embolo. (Alonso, 2004)

#### **3.3.1 Temperatura alcanzada al final de la expansión**

La inflamación del gas ha terminado y la masa gaseosa se expande de manera adiabática en la cual, el final de la expansión corresponde a una baja sensible de presión. (Alonso, 2004)

La presión generada produce un desplazamiento del pistón y en este recorrido, considerado adiabático, la temperatura cedida se transformó en trabajo gastado para desplazar el embolo. (Alonso, 2004).

Se obtuvo el valor de la temperatura alcanzada al final de la expansión por medio del uso de la ecuación 12 la cual relaciona la temperatura alcanzada al final de la combustión, la relación de compresión y el exponente de valor de los gases (Alonso, 2004).

$$T_4 = T_3 \left( \frac{1}{R_c^{\gamma-1}} \right) \quad [12]$$

Donde:

- $T_4$ : temperatura alcanzada al final de la expansión
- $T_3$ : temperatura alcanzada al final de la combustión
- $R_c$ : relación de compresión
- $\gamma$ : exponente de valor de los gases

### 3.3.2 Presión al final del tiempo de expansión

La apertura de la válvula de escape ocasiona un descenso de la presión dentro de la cámara (Alonso, 2004).

Se obtuvo esta presión mediante el uso de la ecuación 13:

$$p_4 = p_3 \left( \frac{1}{R_c^{\gamma}} \right) \quad [13]$$

Donde:

- $p_4$ : presión al final de la combustión
- $p_3$ : incremento de presión en función de la temperatura
- $R_c$ : relación de compresión
- $\gamma$ : exponente de valor de los gases

### 3.4 FENÓMENO DE TRANSFORMACIÓN Y EXPANSIÓN ISÓCORA EN EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO

La apertura de la válvula de escape crea una baja considerable de presión, la cual pone al cilindro a la presión atmosférica, mientras el pistón se encuentra en el p.m.i, donde el calor residual que no se transformó en trabajo es enviado a la atmosfera. (Alonso, 2004)

Se obtiene este valor con el cálculo del rendimiento termodinámico mediante el uso de la ecuación 14:

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{\rho^{\gamma-1}} \quad [14]$$

Donde:

- $\eta_t$ : rendimiento termodinámico
- $\rho$ : relación de compresión
- $\gamma$ : exponente de valor de los gases

El valor de la cantidad de calor disipado se lo obtiene por medio del uso de la ecuación 15:

$$Q_2 = Q_1 - \eta_t * Q_1 \quad [15]$$

Donde:

- $Q_2$ : calor cedido a la atmósfera
- $Q_1$ : calor generado
- $\eta_t$ : rendimiento termodinámico

## 4 APROXIMACIONES TERMODINAMICAS PARA EL ESTUDIO DEL CICLO TEÓRICO DEL MOTOR A DIESEL O CRUDO

La diferencia fundamental del ciclo de funcionamiento de un motor diésel con respecto al detallado anteriormente, estriba en que el calor se introduce a presión constante. (Luck, 2003)

### 4.1 FENÓMENO DE COMPRESIÓN ADIABÁTICA EN EL MOTOR A CRUDO

El aire puro que se encuentra encerrado en el cilindro es comprimido hasta alcanzar una temperatura suficiente aproximadamente de 773°K para provocar la inflamación del combustible que se inyecte, lo cual supone la obtención de presiones de orden de 500 000 Pa. (Luck, 2003)

La temperatura alcanzada por el crudo al final de esta transformación se determina mediante el uso de la ecuación 16:

$$T_2 = T_1 * Rc^{\gamma-1} \quad [16]$$

Donde:

$T_1$ : temperatura de admisión

$T_2$ : temperatura alcanzada por el cilindro

$Rc$ : relación de compresión

$\gamma$ : exponentes del valor de los gases

La presión alcanzada por el gas mezcla de aire y combustible se determina mediante el uso de la ecuación 17:

$$p_2 = p_1 * Rc^\gamma \quad [17]$$

Donde:

$p_2$ : presión alcanzada durante la compresión

$p_1$ : presión de admisión

$Rc$ : relación de compresión

$\gamma$ : exponente del valor de los gases

#### **4.2 FENÓMENO DE COMBUSTIÓN ISÓBARA EN EL MOTOR A CRUDO**

Al inicio de esta fase es cuando se produce la inyección de combustible al cilindro y la combustión se efectúa a presión constante, dado que el aumento de volumen debido al descenso del pistón esta compensado por la eventual subida de presión en el transcurso de la combustión. (Alonso, 2004)

El cálculo matemático para obtener el valor de la temperatura alcanzada al final de la combustión se realiza mediante el uso de la ecuación 18:

$$T_3 = R_c * T_2 \quad [18]$$

Donde:

$T_3$ : temperatura alcanzada durante la combustión

$R_c$ : relación de compresión

$T_2$ : temperatura alcanzada por el cilindro

### 4.3 FENÓMENO DE EXPANSIÓN ADIABÁTICA EN EL MOTOR A CRUDO

La consiguiente expansión del gas que se produce con el descenso del pistón se realiza sin intercambio de calor con las paredes del cilindro. (Alonso, 2004)

La temperatura al final del descenso del pistón durante esta transformación se determina mediante el uso de la ecuación 19:

$$T_4 = T_3 * \left(\frac{v_3}{v_4}\right)^{\gamma-1} \quad [19]$$

Donde:

$T_4$ : temperatura alcanzada al final de la expansión

$T_3$ : temperatura alcanzada durante la combustión

$v_3$ : volumen durante el tiempo de combustión

$v_4$ : volumen durante el tiempo de expansión

$\gamma$ : exponente del valor de los gases

El valor de la presión alcanzada al final de la expansión se determina mediante el uso de la siguiente ecuación 20:

$$P_4 = \frac{T_4}{T_1} \quad [20]$$

Donde:

$P_4$ : presión alcanzada al final de la expansión

$T_4$ : temperatura alcanzada al final de la expansión

$T_1$ : temperatura de admisión

Teniendo en cuenta que el volumen del cilindro se reduce de acuerdo al valor de la relación de compresión, se calculó el valor de la presión y temperatura alcanzadas tras la compresión mediante el uso de la siguiente ecuación 21:

$$v_2 = \frac{v_1}{Rc} \quad [21]$$

Donde:

$v_2$ : volumen del cilindro tras la compresión

$v_1$ : volumen del cilindro antes de la compresión

$Rc$ : relación de compresión

## **5 EL COMBUSTIBLE UTILIZADO EN MOTORES DE COMBUSTION INTERNA PARA OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL ECUADOR**

Los combustibles de uso general son materias cuya energía química pueda transformarse en calor y, a continuación, en trabajo mecánico, (Alonso, 2004) en la actualidad los combustibles de mayor uso son:

### **5.1 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS**

Son los derivados del petróleo utilizados en la actualidad, casi en exclusiva en los motores de combustión interna y entre estos la inmensa mayoría son derivados del petróleo. (Alonso, 2004).

### **5.2 COMBUSTIBLES GASEOSOS**

Pueden ser naturales o ser obtenidos a través de la desgasificación de los sólidos, estos pueden ser clasificados en gases líquidos y gases permanentes, los primeros son una mezcla de hidrocarburos como el propano ( $C_3H_8$ ) y el butano ( $C_4H_{10}$ ), los segundos son empleados en automoción, aunque su almacenamiento requiere de grandes presiones. (Alonso, 2004)



### 5.3 DESCRIPCIÓN DE LAS SUSTANCIAS QUE ESTAN PRESENTES EN LOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN ECUADOR.

#### Metano ( $CH_4$ )

“Es considerado el hidrocarburo alcano más sencillo, su fórmula química es ( $CH_4$ ), se presenta en forma de gas a temperaturas y presiones ordinarias, es incoloro y apenas soluble en agua en su fase líquida.” (Jones, 2006)

#### Etano ( $C_2$ )

“Es un hidrocarburo alifático alcano, a condiciones normales se encuentra en estado gaseoso y es un excelente combustible.” (Jones, 2006)

#### Propano ( $C_3H_3$ )

“Pertenece a los hidrocarburos alifáticos (alcanos), la mezcla de este gas con el aire pueden resultar en mezclas explosivas con concentraciones que van desde 1,7 – 9.3 % del volumen en propano que los contiene, cuando se combustiona genera una llama de color amarillo la cual libera ciertas cantidades de hollín.” (Jones, 2006)

Butano ( $C_4H_{10}$ )

“Es un hidrocarburo saturado, inflamable en estado gaseoso que se licua en condiciones normales.” (Jones, 2006)

Dióxido de carbono ( $CO_2$ )

“El dióxido de carbono es una molécula y a pesar de que el dióxido de carbono existe principalmente en su forma gaseosa, el dióxido de carbono líquido existe principalmente cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua, el dióxido de carbono solamente es soluble en agua cuando la presión se mantiene constante.” (Jones, 2006)

Pentano ( $C_5H_{10}$ )

“Se encuentra en forma líquida a temperatura ambiente, este tipo de componente lo encontramos en la estructura de los combustibles y se emplean como disolventes en los laboratorios.” (Jones, 2006)

Vapor de Agua ( $H_2O$ )

“El agua es una sustancia que químicamente se formula como ( $H_2O$ ), en los yacimientos de hidrocarburos tenemos lo que conocemos como agua de

formación, esta es caracterizada porque usualmente está caliente y con un alto contenido de sales.” (Jones, 2006)

### Nitrógeno ( $N_2$ )

“En condiciones normales forma un gas diatómico (nitrógeno diatómico o molecular) que constituye del orden del 78% del aire atmosférico.” (Jones, 2006)

### Heptano ( $C_7H_{16}$ )

“Es un hidrocarburo saturado de la familia de los alcanos generalmente es utilizado para pruebas como componente de combustible en motores antidetonantes.” (Jones, 2006)

### Sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ )

“Se encuentra presente en el petróleo crudo y en el gas natural, es más pesado que el aire, inflamable, toxico e incoloro, tiene efectos letales sobre los seres vivos en altas concentraciones y tiende a formar sustancias altamente abrasivas que afectan los aceros al carbón.” (Jones, 2006)

## Hexano ( $C_6H_{14}$ )

“Se trata de un líquido incoloro fácilmente inflamable y con un olor característico a disolventes.” (Jones, 2006)

### **5.4 PROPIEDADES DE LOS COMBUSTIBLES**

Para que un hidrocarburo sea considerado como un buen combustible es indispensable que cumpla con las siguientes propiedades.

#### **5.5.4.1 Volatilidad**

Es una de las propiedades más importantes de un carburante, por cuanto consiste en la facilidad de este para propagarse en el aire, es decir evaporarse, esta propiedad favorece la unión íntima con el oxígeno, un fluido que se evapora a temperatura relativamente baja posee una gran volatilidad, si por el contrario su punto de ebullición es muy alto el líquido es poco volátil. (Alonso, 2004)

#### **5.5.4.2 Calor de vaporización**

Es la propiedad de un carburante y por definición es la cantidad de calor necesaria para transformar una cierta cantidad de líquido en vapor, a temperatura y presión invariables, Un elevado calor de vaporización dificulta el arranque en frío del motor, mientras que en caliente favorece un eficaz rendimiento volumétrico. (Alonso, 2004)

#### **5.5.4.3 Peso específico**

Se utiliza para designar los diferentes tipos de combustible o componentes de estos, permitiendo calcular los datos de volumen y peso, en la actualidad se tiene a fijar los límites superior e inferior del peso específico, con la finalidad de no tener que efectuar modificaciones de los órganos que regulan la alimentación de un motor los cuales se relacionan con el volumen y no con el peso del combustible, un bajo peso específico aumenta el consumo de combustible. (Alonso, 2004)

#### **5.5.4.4 Consumo del aire**

Es la cantidad de aire que se necesita para la combustión completa de un carburante.(Alonso, 2004)

#### **5.5.4.5 Poder calorífico**

Es el valor contenido de energía del combustible, el cual varia con relación a las cantidades de hidrogeno (H) y carbono (C), también podemos definirlo como la cantidad de calor que libera cuando el combustible se quema completamente. (Alonso, 2004)

#### **5.5.4.6 Fluidez y puntos de congelación**

La fluidez de los combustibles se valora según su poder de filtración o punto de vertido, el cual representa la temperatura más baja, bajo prueba, a la cual el combustible puede fluir por su propio peso. (Alonso, 2004)

#### **5.5.4.7 Pureza y residuos de la combustión**

Los combustibles deben estar libres de impurezas que dificulten el funcionamiento del motor, con este propósito se limita el contenido de azufre, la acidez y el porcentaje de sustancias resinosas. (Alonso, 2004)

De estas propiedades dependerán los siguientes factores:

##### Golpeteo del motor atmosférico

“La utilización de un combustible de escasa calidad de encendido produce un fuerte golpeteo un funcionamiento accidentado y gran impacto sobre los pistones”. (Alonso, 2004)

##### Sedimentos en el motor

“Cuando utiliza un combustible de escasa calidad de encendido, los sedimentos en las cámaras de combustión, en los segmentos y en los alrededores del pistón son excesivos.” (Alonso, 2004)

##### Arranque:

“La utilización de un combustible de menor calidad de encendido produce un arranque más difícil y periodos más largos de calentamiento, durante los cuales el motor produce humo blanco”. (Alonso, 2004)

##### Olor y humos

“Un combustible de alta calidad de encendido reduce los gases, olores y humos al mínimo, mientras que un combustible de baja calidad agrava estos problemas”. (Alonso, 2004)

## 5.5 EFECTOS DE LAS SUSTANCIAS ABRASIVAS QUE ESTAN PRESENTES EN LOS COMBUSTIBLES.

Elevadas concentraciones de azufre ( $S_2$ ) en los combustibles convencionales como el diésel y el crudo tras el proceso de combustión forman sustancias como el óxido de azufre ( $SO_3$ ) el cual en caso de combinarse con vapor de agua ( $H_2O$ ) produce una sustancia altamente corrosiva conocida como ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) el cual tiende a condensarse sobre cualquier superficie fría. (Navarro, 2007)

El dióxido de carbono ( $CO_2$ ) producto de la combustión en presencia de un medio acuoso se disuelve originando ácido carbónico ( $H_2CO_3$ ), que por consecuencia directa crea una capa de elementos corrosivos como el carbonato de hierro ( $FeCO_3$ ) que también contiene cementita ( $Fe_3C$ ), sustancias que se caracterizan por tener una alta resistencia térmica y por atacar la composición química de los aceros al carbón. (Navarro, 2007)

Al combinarse el ácido sulfúrico ( $H_2S$ ) con el agua ( $H_2O$ ) se forman ácidos y compuestos como el dióxido de azufre ( $SO_2$ ), el cual se caracteriza por ser altamente tóxico y corrosivo, cuyo efecto sobre los aceros al carbono es la reducción considerable a la resistividad contra los ataques corrosivos. (Navarro, 2007)

El ácido sulfúrico ( $H_2S$ ) y el vapor de agua ( $H_2O$ ) son compuestos que tienden a reducir considerablemente el poder calorífico de los combustibles, lo que ocasiona un incremento en el consumo del mismo. (Navarro, 2007)



## 5.6 COMBUSTIBLE DE USO GENERAL EN ECUADOR PARA OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS

En el Ecuador actualmente se utiliza de manera casi exclusiva el crudo como combustible para generación en operaciones hidrocarburíferas con un consumo de 5 324 barriles diarios tal como lo muestran los datos de la Tabla 2.

**Tabla 2.** Autoconsumos de crudo combustible en campos

COMPañÍA	CONSUMO (BLS)	OBSERVACIONES
PETROAMAZONAS EP	2.291	CONSUMO GENERADORES WARTSILA
AGIP OIL ECUADOR	841	CONSUMO GENERADORES WARTSILA
ANDES PETROLEUM	760	CONSUMO GENERADORES WARTSILA
REPSOL ECUADOR S.A	1.433	CONSUMO GENERADORES WARTSILA
<b>TOTAL</b>	<b>5.324</b>	

(Hidrocarburifera, 2015)

Durante años el gas natural asociado producto de la separación y tratamiento del petróleo ha sido inflamado indiscriminadamente desaprovechando una fuente de energía alternativa de gran poder energético contribuyendo al deterioro del ambiente mediante el uso de inadecuadas prácticas que emplean mecheros o quemadores industriales, como el que se muestra en la Figura 4.

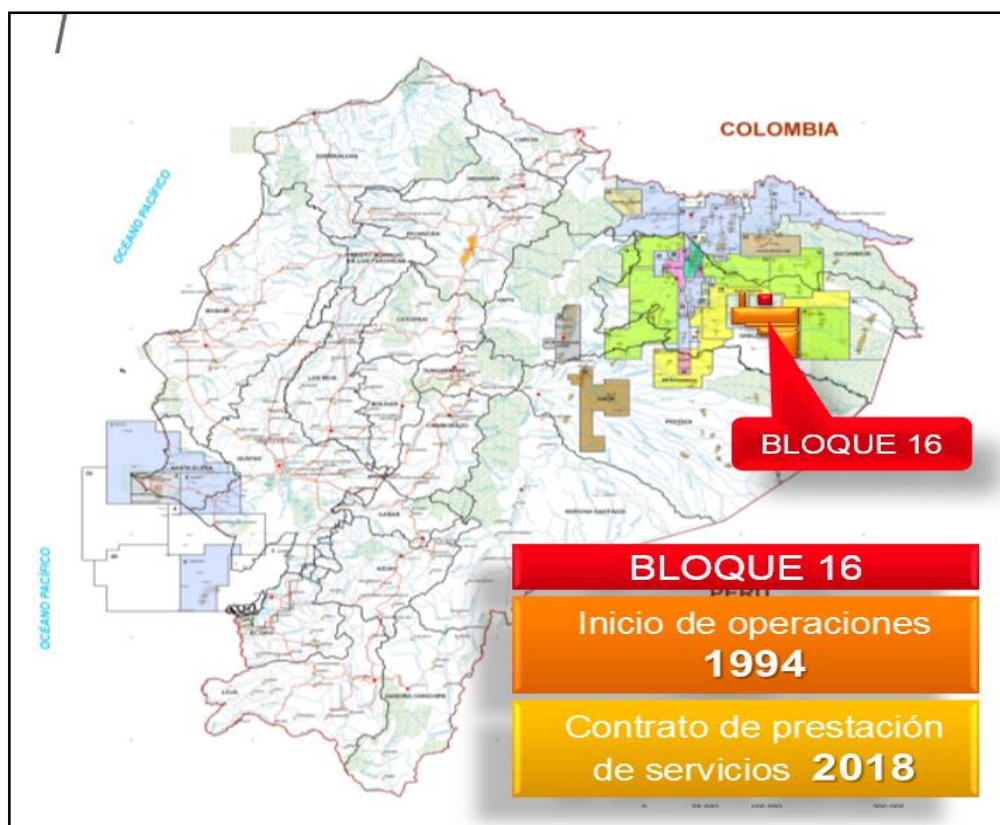


**Figura 4.** Mecheros para quema de gas natural asociado

En Ecuador aunque el gas natural asociado no es utilizado exclusivamente como combustible es sin duda una alternativa al uso de los combustibles convencionales lo que se debe a un sin número de características ya mencionadas en el párrafo 2 del punto 2.1.

En la actualidad Repsol Ecuador S.A. es uno de los pioneros en la optimización del gas como energía en Ecuador, con plantas de generación eléctrica que operan con este tipo de hidrocarburo por medio del uso de motores de combustión interna a gas natural asociado.

Repsol Ecuador S.A., es la operadora a cargo del Bloque 16 en cumplimiento del contrato de participación suscrito con Petroecuador en representación del estado ecuatoriano, la cual opera en las siguientes áreas: 4 campos petroleros al interior del Bloque 16 ubicado en el oriente ecuatoriano tal y como se muestra en la Figura 5.



**Figura 5.** Mapa estratigráfico del Ecuador ubicación del Bloque 16

(S.A., Ilustración, 2014)

## 6 TEORÍA DE LA COMBUSTIÓN

La combustión puede definirse como la reacción química del oxígeno con un material combustible, la cual genera luz produciendo calor rápidamente, para que una combustión se mantenga, es necesario que la cantidad de calor generado sea suficiente para encender las capas de combustible que rodean la zona de combustión, los elementos que se consumen de cualquier combustión son el carbono (C), hidrogeno (H) y a veces en pequeñas cantidad de azufre (S). (Navarro, 2007)

Cuando la combustión es completa el carbono se mezcla con el oxígeno para formar dióxido de carbono ( $CO_2$ ), por otra parte cuando la combustión es incompleta se forma el monóxido de carbono ( $CO$ ) con menos liberación de calor, a diferencia de la combustión completa, como lo muestran las ecuaciones químicas representadas en la Tabla 3.

**Tabla 3.** Liberación de calor por reacción química

$C + O_2 = CO_2 + 14.600 \frac{btu}{lb} \text{ de combustible}$
$2C + O_2 = CO_2 + 4.440 \frac{btu}{lb} \text{ de combustible}$
$2CO + O_2 = 2CO_2 + 10.160 \frac{btu}{lb} \text{ de combustible}$
$2H_2 + O_2 = SO_2 + 62.000 \frac{btu}{lb} \text{ de combustible}$
$S + O_2 = SO_2 + 4.050 \frac{btu}{lb} \text{ de combustible}$

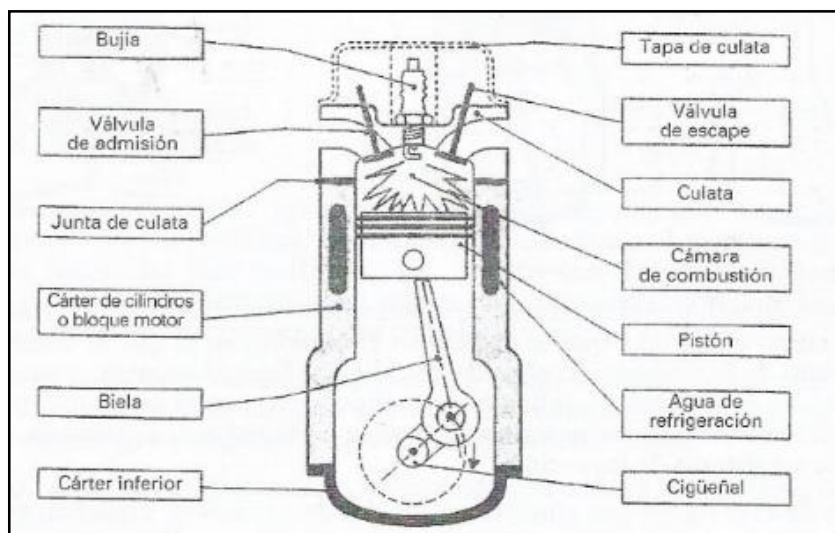
(Navarro, 2007)

## 7 LOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA UTILIZADOS PARA GENERACIÓN EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS.

Las operaciones de extracción de petróleo en Ecuador requieren de un suministro ininterrumpido de energía para lo cual diversas compañías petroleras optaron por diferentes tipos de máquinas termodinámicas de entre las cuales la más utilizada es el motor de combustión interna.

“Los motores de combustión interna son máquinas que transforman la energía calorífica del combustible en energía mecánica, mediante el proceso de combustión que se desarrolla en el cilindro.” (Alonso, 2004)

En la Figura 3 se describen los mecanismos que intervienen durante la transformación de energía térmica en mecánica.



**Figura 6.** Mecanismos principales del motor

(Alonso, 2004)

## 7.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO EMPLEADO EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS

El motor a gas natural asociado comparte grandes similitudes de diseño con los motores de explosión convencionales donde se carbura la mezcla aire combustible que se introduce en el interior del cilindro comprimiéndola y provocando la explosión por medio de la chispa. (Alonso, 2004)

En la Figura 7 se muestra el principio de funcionamiento de un motor a gas natural asociado.



**Figura 7.** Motores de generación a gas natural marca “Waukesha”

## 7.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR A DIÉSEL O CRUDO EMPLEADO EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS.

En los motores diésel y crudo por el contrario se emplean combustibles que se inflaman a temperaturas elevadas que se inyectan en el cilindro donde se comprime aire solamente y por efecto de la compresión elevada se calienta. (Alonso, 2004)

En la Figura 8 se muestra un motor a crudo o diésel utilizado para generación.



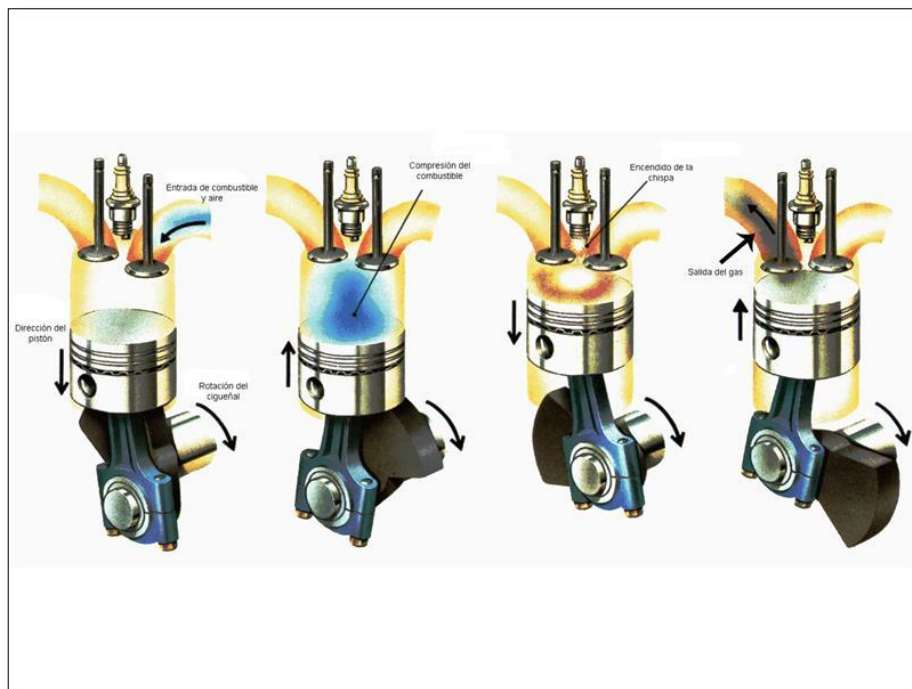
**Figura 8.** Motores de generación a crudo marca “Wartsila”



### 7.3 CICLOS DE OPERACIÓN DEL MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA DE CUATRO TIEMPOS UTILIZADOS EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS.

Se denomina ciclo operativo a la sucesión de operaciones que se realizan en el interior del cilindro y se repiten periódicamente de modo que se dice que los motores alternativos son de cuatro tiempos, cuando el ciclo completo se realiza en cuatro carreras del pistón; y de dos tiempos, cuando son suficientes dos carreras para completar el ciclo. (Alonso, 2004)

En un motor de cuatro tiempos se producen las cuatro fases tal como se muestran en la Figura 9.



**Figura 9.** Ciclos de trabajo del motor de 4 tiempos

(Alonso, 2004)



A continuación se describen las diferentes fases de funcionamiento de un motor de 4 tiempos:

### **7.7.3.1 Primer tiempo de admisión**

Al comienzo de este tiempo, el pistón se encuentra en el p.m.s (Punto muerto superior), y la válvula de admisión abierta. El descenso del pistón hasta el p.m.i (punto muerto inferior), crea una depresión en el interior del cilindro que provoca la entrada de una mezcla de aire y combustible dosificada en el carburador, estos gases van llenando el espacio vacío que deja el pistón al bajar. (Alonso, 2004)

Cuando ha llegado al p.m.i (punto muerto inferior) se cierra la válvula de admisión, quedando los gases dentro del cilindro, durante este recorrido el pistón en el cigüeñal ha girado media vuelta. (Alonso, 2004)

### **7.7.3.2 Segundo tiempo de compresión**

Cuando el pistón llega al p.m.i (punto muerto inferior) se cierra la válvula de admisión y comienza la carrera ascendente, la válvula de escape está cerrada también, haciendo que el cilindro sea estanco en este momento. Los gases

encerrados en su interior van ocupando un espacio cada vez más reducido a medida que en el pistón se acerca al p.m.s (punto muerto superior).

Alcanzando este nivel, están cerrados en el espacio formado en la cámara de compresión y, por tanto, se encuentran comprimidos y calientes por efecto de la misma compresión. Al final de la carrera de compresión, los gases quedan sometidos a una presión aproximada de 15 bar y alcanzan una temperatura de alrededor de 450°C.

Con la elevación de temperatura se logra una mejor vaporización de la gasolina, con lo que la mezcla se hace más homogénea, resultando más íntimo el contacto con el aire. Durante esta nueva carrera del pistón, el cigüeñal ha girado otra media vuelta. (Alonso, 2004)

### **7.7.3.3 Tercer tiempo de explosión**

Finalizada la carrera de compresión, cuando el pistón alcanza el p.m.s salta una chispa eléctrica en la bujía que inflama la mezcla encerrada en la cámara de compresión, la cual se quema rápidamente por capas sucesivas desde la bujía. (Alonso, 2004)

Esta combustión rápida recibe el nombre de explosión y provoca una expansión de los gases ya quemados, que ejercen una fuerte presión sobre el pistón que oscila entre los 40 a 70 bar, empujando hasta el p.m.i (punto muerto inferior), a medida que se acerca a este nivel, la presión en el interior del cilindro va descendiendo, para ocupar los gases un mayor espacio. (Alonso, 2004)

En este nuevo tiempo, el pistón ha recibido un fuerte impulso que transmite el cigüeñal, el cual seguirá girando debido a su inercia, hasta recibir un nuevo impulso, durante esta nueva carrera el pistón, el cigüeñal ha girado otra media vuelta, denominando a esta fase como motriz, por ser la única del ciclo en la que se produce trabajo. (Alonso, 2004)

#### **7.7.3.4 Cuarto tiempo de escape**

Cuando el pistón llega la p.m.i (punto muerto inferior) finalizando el tiempo de explosión, se abre la válvula de escape y por ella escapan rápidamente al exterior los gases quemados. (Alonso, 2004)

El pistón sube hasta el p.m.s (punto muerto superior) en esta nueva carrera, expulsando los restos de los gases quemados del interior del cilindro. (Alonso, 2004)

Cuando alcanza este nivel, se cierra la válvula de escape y se abre nuevamente la de admisión, con lo que en la siguiente carrera descendente se realizará nuevamente la admisión, de manera que el ciclo se cierra, durante el tiempo de escape, el pistón ha realizado una nueva carrera y el cigüeñal ha girado otra media vuelta. (Alonso, 2004)

Así pues los motores que funcionan en el ciclo de cuatro tiempos, efectúan cuatro carreras durante dicho ciclo, de las cuales, en una solamente se produce trabajo, las otras tres son imprescindibles para la obtención del trabajo de esta cuarta. (Alonso, 2004)

El cigüeñal, por tanto, recibe un impulso cada dos vueltas completas, que proporcionan al volante de inercia unido a él la energía suficiente para arrastrarlo durante la vuelta y media siguientes en las que no recibo impulso alguno, sin que su velocidad de rotación disminuya en exceso. (Alonso, 2004)

#### 7.4 DIAGRAMA DEL CICLO TEORICO DE LOS MOTORES A GAS NATURAL ASOCIADO

En la Figura 10 se ha representado esquemáticamente el comportamiento del ciclo teórico de un motor de combustión interna a gas natural asociado.



**Figura 10.** Diagrama teórico del motor de combustión interna a gas natural

(Alonso, 2004)

## 7.5 CILINDRADA DE UN MOTOR DE COMBUSTION INTERNA

Se conoce como cilindrada al volumen que desaloja el pistón cuando se desplaza desde el p.m.s (punto muerto superior) al p.m.i (punto muerto inferior), para medir la cilindrada unitaria se tiene la ecuación 22:

$$V = \frac{\pi D^2 C}{4} \quad [22]$$

Donde:

$V$ : Cilindrada.

$\theta$ : Diámetro del cilindro

$C$ : Carrera

Se determina la cilindrada total de un motor por medio de la multiplicación del valor de la cilindrada unitaria por el número de cilindros, la cilindrada determina la importancia de los esfuerzos que estarán sometidos el pistón y los demás órganos móviles (Alonso, 2004), la misma que se determina con la ecuación 23:

$$V_T = n * V_u \quad [23]$$

Donde:

$V_T$ : Cilindrada total

$n$ : Número de cilindros

$V_u$ : Cilindrada unitaria

## 7.6 RELACIÓN DE COMPRESIÓN DEL MOTOR DE COMBUSTION INTERNA

Es la relación existente entre el volumen del cilindro cuando el pistón se encuentra en el p.m.i (punto muerto inferior) y el de la cámara de compresión, que es el volumen ocupado por los gases cuando el pistón alcanza el p.m.s (punto muerto superior) (Alonso, 2004), se la determina mediante el uso de la ecuación 21

$$Rc = \frac{V+v}{v} \quad [24]$$

Donde:

$Rc$  : Relación de compresión

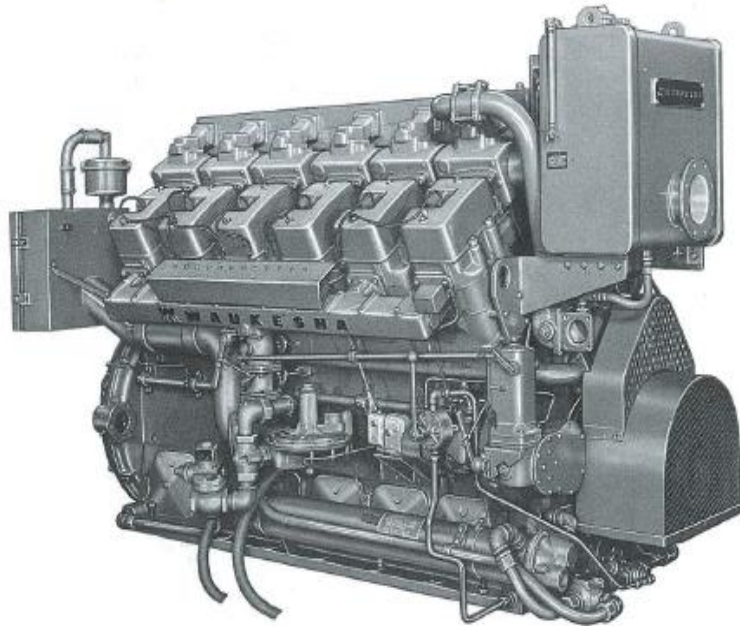
$V$  : cilindrada

$v$  : Volumen de la cámara

## **MATERIALES Y MÉTODOS**

## 8 EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO VHP L7042 GSI MARCA WAUKESHA

El modelo particular para el desarrollo de este estudio es el motor VHP L7042 GSI marca Waukesha el mismo que se ha representado esquemáticamente en la Figura 11.



**Figura 11.** Motor VHP L7042 GSI a gas natural marca “Waukesha”

(Division W. E., 1995)

Las especificaciones del motor se muestran en los datos representados en la Tabla 4.



**Tabla 4.** Características técnicas Motor L7042GSI

<b>Prefijo</b>	<b>Número de cilindros</b>
P	16
<b>L</b>	<b>12</b>
H	8
F	6

(Division W. , 1974)

Adicionalmente dispone de la designación de un sufijo que describe el tipo de alimentación tal y como se expresa en los datos representados en la Tabla 4.

**Tabla 5.** Tipo de alimentación del motor VHP L7042 GSI

<b>Sufijo</b>	<b>Descripción técnica</b>
G	Aspiración Natural
<b>GSI</b>	<b>Turbo cargado con intercooler</b>
GSID	Turbo cargado con intercooler inducido
LT	De combustión pobre con turbulencia
LTD	De combustión pobre con turbulencia conducida
GL	De combustión pobre, turbo cargado y con intercooler

(Division W. , 1974)

## **9 CARACTERIZACIÓN DE LAS SUSTANCIAS PRESENTES EN LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LOS MOTORES DE COMBUSTION INTERNA DEL BLOQUE 16**

Para iniciar cualquier análisis de ingeniería, implementación, mejoramiento o selección de un motor y el tipo de combustible que pretende utilizar se requiere conocer las propiedades físico-químicas del fluido a ser utilizado como combustible, las cuales permiten realizar regresiones y expresar el comportamiento del equilibrio termodinámico mediante ecuaciones de estado y otras relaciones matemáticas.

Un fluido se considera caracterizado cuando las relaciones de equilibrio líquido/vapor y la composición molar del líquido y el gas se han determinado. (Jones, 2006)

En la actualidad existen diversos métodos utilizados para la caracterización de las sustancias presentes en los derivados del petróleo, de entre los cuales los más utilizados en el Ecuador son los siguientes:

- Pruebas cromatográficas.
- Pruebas de gravedad API (American Petroleum Institute).

Con la finalidad de evidenciar la factibilidad técnica del uso de motores a gas natural se inició el estudio por medio de dos pruebas para la caracterización de sustancias presentes en los dos tipos de combustibles utilizados para generación eléctrica en el Bloque 16, las cuales se describen en detalle a continuación:

## **9.1 PRUEBA CROMATOGRÁFICA AL GAS NATURAL ASOCIADO UTILIZADO COMO COMBUSTIBLE EN EL MOTOR VHP L7042 GSI MARCA WAUKESHA**

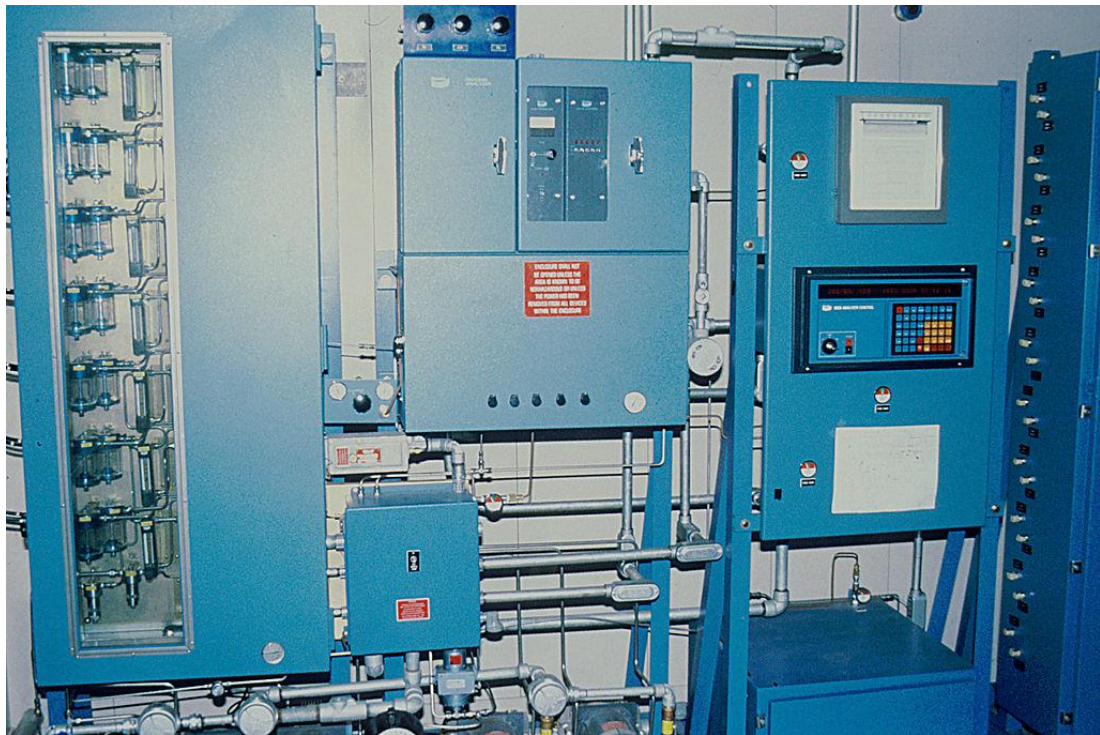
El artículo 11 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas vigente en Ecuador referente al Uso de gas y petróleo en su párrafo N° 4 establece que; “El gas asociado rico (con alto contenido de propano y butano) proveniente de la explotación de hidrocarburos, no podrá ser quemado, la contratista deberá procesarlo industrialmente y venderlo a Petroecuador (PetroAmazonas EP) a precio internacional, de acuerdo con lo que se estable en el Plan de Desarrollo que debe presentar la contratista para la aprobación del Ministerio de Energía y Minas” el cual puede ser referido en el Anexo I.

Partiendo del mencionado artículo para determinar la factibilidad de utilizar el gas natural asociado y generalizar el uso de motores de combustión interna que lo utilizan, fue indispensable identificar el tipo de gas y la presencia de las sustancias que lo componen las que pueden tener efectos abrasivos sobre los mecanismos del motor como los ya mencionados en el punto 4.3

### **9.9.1.1 Análisis Cromatográfico**

“La cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas que por medio de un conjunto de técnicas de retención selectiva permite separar los distintos componentes de una mezcla y determinar las cantidades exactas de dichos componentes.” (Belmonte, 2014)

En la actualidad el método más utilizado para la caracterización de las sustancias que están presentes en los gases, se lo realiza con un cromatógrafo como el que se muestra en la Figura 12.



**Figura 12** Cromatógrafo

(Intertek, 2014)

La Norma ISO 10 715 establece que: “Las muestras deberán ser recolectadas en botellas limpias de tipo transporte con capacidad de 1000ml, de pistón flotante con retro-presión proporcionado por un gas inerte con un indicador de posición del pistón e interruptores de límite de carrera para el llenado máximo”.

### 9.9.1.2 Toma de muestra del gas natural asociado utilizado como combustible

Para el desarrollo de este estudio se realizó en conjunto con el personal de operaciones de la Cía. Repsol Ecuador S.A la toma de muestra del gas natural se realizó en la entrada del cabezal de succión del motor VHP L7042 GSI marca Waukesha en una cantidad de 500 ml tal como se muestra en la Figura 13.



**Figura 13.** Cabezal de succión de gas combustible del motor VHP

En el cabezal de dosificación el gas se encuentra almacenado a una presión de 45 psi, el cabezal cumple con la función de distribuir el combustible almacenado en el depósito hasta el carburador como lo hace una bomba de alimentación en un motor convencional.

La toma de muestra se realizó por medio del uso de un sistema de muestreo el cual permite la recolección y almacenamiento de gas a la condición de operación del cabezal o recipiente que lo contiene.

Para este caso en particular la muestra se realizó en el cabezal de succión del motor VHP L7042 GSI marca Waukesha a una presión de 45 psi.

La prueba cromatográfica inició una vez que se verificaron que todos los parámetros operativos son seguros (presión y temperatura), para este caso particular se empleó un sistema de toma de muestras automático el cual es controlado por el flujo del gasoducto, adicionalmente este sistema incluye un punto para toma manual de muestras el mismo que cuenta con una válvula que permite la conexión de la botella recolectora.

Con los motores operando se procedió a la apertura de la válvula destinada para la toma de muestras manuales ubicada en la entrada del cabezal de succión del combustible donde se tomó una cantidad de 500 ml del carburante almacenado en el cabezal de dosificación al recipiente, la cual fue enviada al laboratorio para el análisis cromatográfico.

El objetivo de este tipo de prueba fue identificar y caracterizar las sustancias que componen el gas combustible que ingresa al motor determinando su cantidad exacta y conocer las características físico químicas del gas.

El objetivo de este tipo de prueba fue identificar y caracterizar las sustancias que componen el gas combustible que ingresa al motor determinando su cantidad exacta y conocer las características físico químicas del gas.


## REPORTE DE ANALISIS DE LABORATORIO

REPORTE NRO. / REPORT NUMBER:	464-14-LA
Compañía Cliente / Company Client Name:	REPSOL
Código	2014-SPF-24
Solicitado por / Required by:	ING. CARLOS JIMENEZ
Orden de Compra o Ref. Nro. / Purchase order or Ref. No.:	ECL-367-14
Producto / Product Name:	GAS COMBUSTIBLE
Origen de la muestra / Sampling origin:	CABEZAL SUCCION MOTORES WAUKESHA
Cantidad de muestra / Quantity of sample:	600 ML
TAG Nº / NUMBER TAG	N/D
Fecha de Muestreo / Sampling Date:	AGOSTO 11 DEL 2014
Lugar y fecha de recepción / Place and date of receipt:	LAGO AGRIO, AGOSTO 28 DEL 2014
Fecha inicial del ensayo / date begining test:	AGOSTO 29 DEL 2014
Fecha final del ensayo / day finishing test:	SEPTIEMBRE 01 DEL 2014
Lugar y Fecha impresión / Place and date of printing:	LAGO AGRIO, SEPTIEMBRE 03 DEL 2014

### ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GAS

COMPOSICION DEL GAS	RESULTADOS		CONSTANTES FISICO-QUIMICAS DEL GAS	RESULTADOS	
	FRACCION % MOLAR	FRACCION % PESO		Standard	Actual
NITROGENO (N2)	5,709	5,073	DENSIDAD DEL GAS, Kg/m <sup>3</sup>	1,3411	2,871
DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	24,718	34,604	DENSIDAD RELATIVA	1,094	1,093
SULFURO DE HIDROGENO (H2S)	-	-	VALOR CALORIFICO NETO (MJ/m <sup>3</sup> )	38,682	82,660
METANO (C1)	48,486	28,866	VALOR CALORIFICO BRUTO (MJ/m <sup>3</sup> )	42,309	90,689
ETANO (C2)	4,880	4,444	TEMPERATURA DE FLUJO (°F)	80	102
PROPANO (C3)	7,878	11,181	PRESION DE FLUJO (PSIG)	14,7	34,0
IBUTANO (I-C4)	1,720	3,171	VISCOSIDAD DINAMICA DEL GAS Ug (Pa <sup>3</sup> °E <sup>6</sup> )	10,894	11,842
N-BUTANO (N-C4)	5,030	9,272	FACTOR DE COMPRESION DEL GAS	0,99482	0,99044
IPENTANO (I-C5)	2,060	4,891	ENTALPIA, KJ / Kg	-15,296	13,242
N-PENTANO (N-C5)	1,230	2,816	ENTROPIA, KJ / (KgK)	-0,0514	-0,1682
N-HEXANO (N-C6)	0,270	0,738	CAPACIDAD CALORICA CP, KJ/(KG*°K)	1,4733	1,6410
IHEXANO (I-C6)	0,000	0,000	COEFICIENTE DE JOULE THOMSON, K/bar	0,8088	0,7511
N-HEPTANO (N-C7)	0,160	0,477			
N-OCTANO (N-C8)	0,000	0,000			
N-NONANO (N-C9)	0,000	0,000			
N-DECANO (N-C10)	0,000	0,000			
OXIGENO (O2)	0,000	0,000			
HIDROGENO (H2)	0,000	0,000			
HELIO (HE)	0,000	0,000			
VAPOR DE AGUA (H2O)	0,000	0,000			
TOTAL	100,000	100,000			

OBSERVACION:

<p>LABORATORIO</p> 	
Nombre / Name:	TOMAS AVENDAÑO Z. Supervisor Lab Lago

**Figura 14.** Resultados de la prueba cromatográfica del cabezal de succión del motor a gas natural asociado

(Intertek, 2014)

### 9.9.1.3 Requisitos que debe cumplir el gas natural asociado para ser utilizado como combustible en motores de combustión interna.

La Norma NTE INEN 2 489:2009 establece los requisitos que debe cumplir el gas natural, la misma que aplica al gas natural seco, nacional o importado, que se suministre en el país para consumo final de los sectores industriales, automotriz, residencial y comercial entre otros la misma que puede ser referida en el Anexo II.

Se determinó la factibilidad del uso de este hidrocarburo como combustible sobre los fundamentos establecidos en el punto 5 de la norma la cual indica los requisitos que debe cumplir el gas antes de ser utilizado, los mismos que se muestran en la Figura 15.

REQUISITOS	UNIDAD	Mínimo	Máximo	Métodos de Ensayo
Poder calorífico superior	MJ/m <sup>3</sup>	35,42	43,12	ASTM D 1945 ASTM D 3588 ISO 6976
Índice de wobbe	MJ/m <sup>3</sup>	45,8	50,6	ASTM D 3588 ISO 6976
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)*	mg/m <sup>3</sup>	--	6,1	ASTM D 4084
Azufre total (S)**	mg/m <sup>3</sup>	--	15,0	ASTM D 5504 ASTM D 6228
ΦOxígeno ***	%	--	0,2	ASTM D 4530
Inertes				ASTM D 1945
ΦNitrógeno (N <sub>2</sub> )	%	--	5,0	
ΦDióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )****	%	--	3,0	
ΦTotal de inertes	%	--	5,0	
Humedad (H <sub>2</sub> O)*****	mg/m <sup>3</sup>	--	65	ASTM D 1142 ISO 6327
Contenido de licuables a partir del propano (C <sub>3+</sub> )*****	l/m <sup>3</sup>	--	0,045	ASTM D 1945 ISO 6975
O bien temperatura de rocío de hidrocarburos de 1 a 8 000 kPa	K (°C)	--	271,15(-2)	ASTM D 1142 ASTM D 1945 ISO 6975
Metanos	%	80		

**Figura 15.** Requisitos que debe cumplir el gas natural para ser utilizado como combustible

(INEN, 2009)



## **9.2 PRUEBA DE GRAVEDAD API AL CRUDO UTILIZADO COMO COMBUSTIBLE PARA GENERACION EN EL BLOQUE 16 EN ECUADOR.**

El párrafo N<sup>o</sup> 4 del artículo 11 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas establece que: “Las contratistas podrán consumir petróleo crudo proveniente del campo que estén operando, para operaciones de campo (generación), siempre y cuando el crudo que se utilice provenga del porcentaje de participación de crudo de la contratista, fijado en el respectivo contrato”, el mismo que puede ser referido en el Anexo I.

Como se mencionó en el párrafo N<sup>o</sup>1 del punto 8, la caracterización de sustancias presentes en el crudo permitió determinar las características físico-químicas del mismo, para lo cual fue necesario tomar una muestra de los tanques de almacenamiento de crudo utilizado para generación.

“La densidad API es una escala arbitraria relacionada con la densidad relativa del petróleo y determinada a 15.6 °C.” (2319, 2009)

El cálculo de la gravedad API la misma que consiste en la toma de muestras mediante el uso de un recipiente conocido como “muestreador o ladrón”, esta debe ser tomada según como lo establece el punto N<sup>o</sup>1 de la norma API INEN 2319 la cual indica el procedimiento para determinar la densidad API del petróleo y sus derivados, por medio del uso de un hidrómetro de vidrio, la misma que puede ser referida en el Anexo III

“Los métodos hidrométricos permiten determinar la pureza de los hidrocarburos y de los diferentes derivados del petróleo ideal para indicar la calidad de un producto empleado en trabajos de combustión.” (G, 2004)

### 9.9.2.1 Toma de muestra del crudo utilizado como combustible

Para este caso en particular la muestra se realizó en el tanque de almacenamiento de crudo destinado para generación, el cual se encuentra a presión y temperatura ambiente, las cuales generalmente se tiene a partir de las 4:00 am, el mismo que se muestra en la Figura 16.



**Figura 16.** Tanque de almacenamiento de crudo para generación

Con el muestreador, se tomó una cantidad de  $500 \text{ cm}^3$  teniendo mucho cuidado de que no se formen burbujas en la superficie, posteriormente se llevó la muestra al laboratorio para el cálculo del grado API del crudo.

Siguiendo lo que establece norma para el cálculo de la densidad API NTE INEN 2319 tanto el hidrómetro, el termómetro y el muestreador deben mantenerse aproximadamente a la misma temperatura, adicionalmente se evitó que existan corrientes de aire durante la realización de la prueba.

Evitando salpicar o verter el crudo, se depositó la muestra en un cilindro limpio evitando que se formasen burbujas de aire tal como se muestra en la Figura 17.



**Figura 17.** Muestra de crudo utilizado como combustible

Luego de que el fluido se asentó completamente y tanto la temperatura del crudo, como la del recipiente que lo contiene y la temperatura del hidrómetro se estabilizaran, se introdujo el mismo dentro del fluido hasta que este pueda alcanzar el equilibrio y flote libremente sin que tuviese contacto con las paredes del recipiente tal como se muestra en la Figura 18.



**Figura 18.** Prueba para el cálculo de la gravedad API

El valor obtenido de la gravedad API del crudo utilizado como combustible tras la prueba fue 15.7.

### 9.9.2.2 Cálculo de la densidad del crudo utilizado como combustible

La norma API INEN 2 319/2009 adicionalmente establece la fórmula matemática para el cálculo de la densidad relativa del crudo, la misma que puede ser referida en el punto 3.1 del Anexo III.

Partiendo de la fórmula para el cálculo matemático de la gravedad API del crudo se tiene la ecuación 24:

$$\rho_r = \frac{141.5}{^{\circ}API+131.5} \quad [24]$$

Donde:

$\rho_r$ : densidad relativa

$^{\circ}API$ : valor de gravedad

A continuación el cálculo de la gravedad relativa del crudo utilizado como combustible:

$$\rho_r = \frac{141.5}{^{\circ}API+131.5}$$

$$\rho_r = \frac{141.5}{15.7+131.5}$$

$$\rho_r = \frac{141.5}{147.2}$$

$$\rho_r = 0.96$$

A partir del valor de la densidad relativa obtenida en el punto 9.9.2.1 se calculó el valor de la densidad del crudo multiplicando el valor obtenido por el valor de la densidad del agua:

$$\rho = 0.99 * \rho_r$$

$$\rho = 0.99 * 0.96$$

$$\rho = 0.95 \frac{gr}{cm^3}$$

$$\rho = 950.4 \frac{Kg}{m^3}$$

El valor de la densidad del crudo se utilizó para realizar el cálculo del comportamiento termodinámico de un motor de características geométricas similares al motor VHP L7042 GSI relevante para el desarrollo de este estudio.

A continuación se detalla el cálculo del comportamiento termodinámico del ciclo teórico del motor VHP L7042 GSI a gas natural y el cálculo del comportamiento termodinámico del ciclo teórico de un motor de características similares que utiliza crudo como combustible.

## **10 CÁLCULO DEL COMPORTAMIENTO TERMODINÁMICO DEL CICLO TEÓRICO DEL MOTOR VHP L7042 GSI MARCA WAUKESHA UTILIZANDO GAS NATURAL ASOCIADO COMO COMBUSTIBLE.**

Se inició el estudio con el cálculo de las variables geométricas más relevantes del motor las cuales permitieron obtener el valor de los parámetros de presión y temperatura que intervienen durante los fenómenos termodinámicos que se presentan en los diversos ciclos de funcionamiento de un motor de combustión interna en base a los datos geométricos de diseño del motor VHP L7042 GSI referidos en el Anexo IV.

### **10.1 CÁLCULO DE LA CILINDRADA Y RELACIÓN DE COMPRESIÓN**

Como se mencionó en el punto 7.5 la cilindrada total de un motor es el producto de la cilindrada unitaria por el número de cilindros del motor, cuanto mayor sea, más cantidad de gases ingresaran al cilindro obteniéndose explosiones más potentes. (Alonso, 2004)

Los valores de la cilindrada del motor y de la relación de compresión fueron obtenidos a partir de los datos geométricos de diseño del motor que se muestran en el Anexo IV.

Se realizó el cálculo de la cilindrada unitaria mediante el uso de la ecuación 22 que se muestra en punto 7.5:

$$V = \frac{\pi \theta^2 C}{4} \quad [22]$$

$$V_u = \frac{(\pi * (0.23m)^2 * 0.21m)}{4}$$

$$V_u = \frac{\pi * (0.05 m^2) * 0.21 m}{4}$$

$$V_u = \frac{\pi * (0.01 m^3)}{4}$$

$$V_u = \frac{0.15 m^3}{4}$$

$$V_u = 7.85E - 3 m^3$$

Una vez que se obtuvo el valor de la cilindrada, se calculó el valor de la cilindrada total mediante el uso de la ecuación 23 que se muestra en el punto 7.5:

$$V_T = n * V_u \quad [23]$$

$$V_T = 12 * 7.85E - 3 m^3$$

$$V_T = 0.09 m^3$$

El cálculo de la cilindrada permite determinar la importancia de los esfuerzos a los que están sometidos el pistón y demás órganos móviles. (Luck, 2003), por otra parte la relación de compresión de un motor otorga el nivel de compresión al que estarán sometidos los gases en el interior del cilindro, cuyo valor muestra



en el Anexo V, cuanto mayor sea esta, más presión se conseguirá al final de la compresión. (Alonso, 2004)

## 10.2 CÁLCULO DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA AL FINAL DE LA COMPRESIÓN DURANTE EL FENÓMENO DE COMPRESIÓN ADIABÁTICA

La revisión bibliográfica que se llevó a cabo permitió realizar el cálculo matemático del valor de la presión y de la temperatura que alcanzan los fluidos dentro del cilindro durante el tiempo de compresión teniendo en cuenta que el gas natural acumulado en el cabezal de dosificación ingresa al motor a una presión 34 psi, se obtuvo el valor de la presión al final de la compresión mediante el uso de la ecuación 1 que se muestra en el punto 3.1:

$$p_2 = p_1 R c^\gamma \quad [1]$$

$$p_{2 \text{ gas}} = 34 \text{ psi} * 8^{1.33}$$

$$p_{2 \text{ gas}} = 34 \text{ psi} * 15,88$$

$$p_{2 \text{ gas}} = 540.24 \text{ psi}$$

$$p_{2 \text{ gas}} = 3\,724\,765.58 \text{ Pa}$$

Este incremento de presión dentro del cilindro conlleva a un incremento en la temperatura de los gases alojados en el mismo (Luck, 2003), se obtuvo el valor del incremento de temperatura por medio del uso de la ecuación 2 que se menciona en el punto 3.1:

$$T_2 = T_1 R c^{\gamma-1} \quad [2]$$

$$T_{2\text{ gas}} = (38.88 + 273) * 8^{1.33-1}$$

$$T_{2\text{ gas}} = 311.88 * 1,986$$

$$T_{2\text{ gas}} = 619.45 \text{ }^\circ\text{K}$$

### **10.3 CÁLCULO DE LA MASA COMBUSTIBLE QUE DEBE INGRESAR POR CILINDRO Y POR CICLO DURANTE EL FENÓMENO DE TRANSFORMACIÓN ISOCORA EN EL MOTOR CON GAS NATURAL ASOCIADO COMO COMBUSTIBLE**

Teniendo en cuenta que el gas natural a diferencia de otros hidrocarburos únicamente necesita combinarse con 10 kg de aire para lograr una combustión perfecta (Navarro, 2007), se obtuvo el valor de la masa de gas que debe ingresar por cilindro y por ciclo mediante el uso de la ecuación 3 mencionada en el punto 3.3:

$$G = V_T * \rho \quad [3]$$

$$G = 0.09 \text{ m}^3 * 2.87 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

$$G = 0.25 \text{ Kg}$$

#### **10.4 CÁLCULO DEL CALOR APORTADO POR CADA CICLO DURANTE LA TRANSFORMACIÓN ISOCORA EN EL MOTOR CON GAS NATURAL ASOCIADO COMO COMBUSTIBLE**

La inflamación del combustible crea una cierta cantidad de calor (Luck, 2003), la cual se obtuvo de forma aproximada relacionando la cantidad de combustible que ingresa al cilindro con el poder calorífico del combustible.

Se obtuvo la cantidad de calor aportado por el gas por cada ciclo mediante el uso de la ecuación 4 que se menciona en el punto 3.3.2.2:

$$Q_1 = G * H_e \quad [4]$$

$$Q_1 = 0.25 \text{ Kg} * 28\,760\,000 \frac{\text{J}}{\text{Kg}}$$

$$Q_1 = 7\,190\,000 \text{ J por ciclo}$$

## 10.5 CÁLCULO DEL CALOR APORTADO POR CILINDRO Y POR CICLO

Se obtuvo el calor aportado por cilindro y en cada ciclo por el gas natural, tras dividir el valor que se consiguió previamente para el número de cilindros del motor referidos en el Anexo I, mediante el uso de la ecuación 5 que se menciona en el punto 3.3.2.3:

$$Q_{cilindros} = \frac{Q_1}{n} \quad [5]$$

$$Q_{cilindros} = \frac{7\,190\,000 \text{ J por ciclo}}{12}$$

$$Q_{cilindros} = 599\,166.66 \text{ J por ciclo y cilindro}$$

## 10.6 CÁLCULO DE LA MASA DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN LA COMBUSTIÓN POR CILINDRO Y POR CICLO

Se obtuvo el valor de la cantidad de peso de aire y el peso de gas combustible que debe ingresar al cilindro mediante el cálculo del valor del rendimiento volumétrico por medio del uso de la ecuación 6 que se menciona en el punto 3.3.2.4:

$$\eta_v = \frac{M_e}{M_c} \quad [6]$$

La masa de una carga completa es proporcional al volumen del cilindro, en condiciones atmosféricas ideales (15°C y 760 mmHg) (Alonso, 2004), por lo que se obtuvo el volumen del cilindro en base a los datos geométricos de diseño del motor referidos en el Anexo V mediante el uso de la ecuación para el cálculo del volumen del cilindro (Alonso, 2004)

$$v = \pi * r^2 * c$$

$$v = \pi * (1.92E - 3 m)^2 * 0.21 m$$

$$v = \pi * 3.68E - 6 m^2 * 0.21 m$$

$$v = \pi * 7.72E - 7 m^3$$

$$v = 2.42E - 6 m^3$$

Una vez que se obtuvo el valor del volumen del cilindro se realizó el cálculo del rendimiento volumétrico para lo que fue necesario determinar el peso de una carga completa, es decir al volumen igual al del cilindro en condiciones atmosféricas ideales (Alonso, 2004):

$$\eta_v = \frac{M_e}{M_c * V_T * n * i}$$

$$M_c = \frac{P}{R * T}$$

$$M_c = \frac{10^5}{298^\circ K * 287 \frac{J}{Kg * K}}$$

$$M_c = \frac{10^5}{298^\circ K * 287 \frac{J}{Kg * K}}$$

$$M_c = 1.17 \frac{Kg}{m^3}$$

Al obtener el valor del peso de una carga completa se calculó el rendimiento volumétrico del motor (Alonso, 2004):

$$\eta_v = \frac{M_e}{M_c * V_T * n * i}$$

$$\eta_v = \frac{0.25 \text{ Kg}}{1.17 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 0.09 \text{ m}^3 * \frac{1200}{60} * 0.5} * 100\%$$

$$\eta_v = \frac{0.25 \text{ Kg}}{1.17 \text{ Kg} * 20 * 0.5} * 100\%$$

$$\eta_v = 105.3 \%$$

Se obtuvo el valor de la masa de aire necesaria para la combustión por cilindro y por ciclo que debe ingresar al cilindro utilizando el valor del rendimiento volumétrico del motor el cual es de 105.3 %.

Se calculó la cantidad de masa de aire que ingresa al cilindro en cada ciclo por medio del uso de la ecuación 6 que se menciona en el punto 3.3.2.4:

$$m = \eta_v * \rho * V_u \quad [6]$$

$$m_{\text{aire}} = 1.05 * 1.29 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 7.85E - 3 \text{ m}^3$$

$$m_{\text{aire}} = 0.01 \text{ Kg}$$

Se calculó el valor de la masa de combustible (gas natural asociado), teniendo en cuenta que para una mezcla estequiométrica de gas combustible únicamente se requieren 10 Kg de aire (Pinilla, 2014), mediante el uso de la ecuación 7 que se menciona en el punto 3.3.2.5

$$m = \frac{V_u * \rho * \eta_v}{g} \quad [7]$$

$$m_{gas} = \frac{7.85E - 3 \text{ m}^3 * 2.87 \frac{Kg}{\text{m}^3} * 1.05}{10 \text{ kg}}$$

$$m_{gas} = \frac{0.023}{10} \text{ Kg}$$

$$m_{gas} = 2.36E - 3 \text{ Kg}$$

Sobre la base datos experimentales obtenidos y en relación a la revisión bibliográfica se calculó la cantidad de masa de combustible que interviene por ciclo y cilindro para el gas natural mediante la ecuación 8 que se menciona en el punto 3.3.2.6:

$$m_t = m_a + m_c \quad [8]$$

$$m_t = 0.01 \text{ Kg} + 2.36E - 3 \text{ Kg}$$

$$m_t = 2.5E - 5 \text{ Kg por cilindro y por ciclo}$$

## 10.7 CÁLCULO DEL INCREMENTO DE LA TEMPERATURA Y PRESIÓN ALCANZADAS AL FINAL DE LA COMBUSTIÓN

Una vez que se obtuvo la cantidad de combustible en peso que interviene en la combustión por ciclo y por cilindro y la cantidad de calor que se aporta en este tiempo explosión, puede obtenerse la temperatura alcanzada al final de la combustión. (Alonso, 2004)

Partiendo de la ecuación 9 que se menciona en el punto 3.3.2.7 se calculó el incremento de temperatura:

$$Q_1 = m * C_v(T_3 - T_2) \quad [9]$$

Se obtiene la ecuación 10 la misma que permite obtener el valor de la temperatura alcanzada por el gas la cual se menciona en el punto 3.3.2.7:

$$T_3 = \frac{Q_1}{m * C_v} + T_2 \quad [10]$$

Se obtuvo el valor de la temperatura alcanzada por el gas natural al final de la combustión sobre los datos experimentales obtenidos con anterioridad, y en base a los datos referidos en el Anexo II de la siguiente manera:



$$T_3 = \frac{Q_1}{m \cdot C_v} + T_2$$

$$T_3 = \frac{7\,190\,000\text{ J}}{10.63\text{ Kg} \cdot 1540 \frac{\text{J}}{\text{Kg} \cdot ^\circ\text{K}}} + 619.45\text{ }^\circ\text{K}$$

$$T_3 = \frac{7\,190\,000\text{ J}}{16\,370.2 \frac{\text{J}}{\text{K}}} + 619.45\text{ }^\circ$$

$$T_3 = 439.21\text{K} + 619.45\text{ }^\circ\text{K}$$

$$T_3 = 1\,058.66\text{ }^\circ\text{K}$$

El incremento de presión se efectúa a volumen constante y es directamente proporcional al incremento de la temperatura (Alonso, 2004), se obtuvo el valor de este incremento mediante el uso de la ecuación 11 que se menciona en el punto 3.3.2.8:

$$P_3 = \frac{T_3}{T_2} * P_2 \quad [11]$$

$$P_{3\text{ gas}} = \frac{1\,058.66\text{ }^\circ\text{K}}{619.45\text{ }^\circ\text{K}} * 3\,724\,765.58\text{ Pa}$$

$$P_{3\text{ gas}} = 1.70 * 3\,724\,765.58\text{ Pa}$$

$$P_{3\text{ gas}} = 6\,365\,760.66\text{ Pa}$$

## 10.8 CÁLCULO DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA AL FINAL DE LA EXPANSIÓN

La revisión bibliográfica llevada a cabo permitió realizar el cálculo de la temperatura alcanzada por la mezcla aire combustible al final de esta transformación, mediante el uso de la ecuación 12 que se menciona en el punto 3.3.1:

$$T_4 = T_3 \left( \frac{1}{R_c \gamma - 1} \right) \quad [12]$$

$$T_4 = 1\,058.66 \text{ }^\circ\text{K} \left( \frac{1}{8^{1.33-1}} \right)$$

$$T_4 = 1\,058.66 \text{ }^\circ\text{K} * \left( \frac{1}{1.986} \right)$$

$$T_4 = 534.67 \text{ }^\circ\text{K}$$

Adicionalmente la revisión bibliográfica llevada a cabo permitió realizar el cálculo de la presión obtenida al final del tiempo de expansión, mediante el uso de la ecuación 12 que se menciona en el punto 3.3.1:

$$p_4 = p_3 \left( \frac{1}{R_c \gamma} \right) \quad [13]$$

$$p_4 = 6\,365\,760.66 \text{ Pa} \left( \frac{1}{8^{1.33}} \right)$$

$$p_{4 \text{ gas}} = 40\,011.42 \text{ Pa}$$

La apertura de la válvula de escape provoca una baja brutal de presión, que pone al cilindro a la presión atmosférica, mientras que el pistón bascula en el p.m.i (punto muerto inferior). (Alonso, 2004), esta transformación se lleva cabo durante el tiempo de escape del motor.

Al calor que no se ha transformado en trabajo es cedido a la atmosfera, en base a la revisión bibliográfica y en referencia a los parámetros geométricos indicados en el Anexo I, se realizó el cálculo del rendimiento termodinámico del motor mediante el uso de la ecuación 14 que se menciona en el punto 3.4:

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{Rc^{V-1}} \quad [14]$$

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{8^{1,33-1}}$$

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{1,9861}$$

$$\eta_t = 1 - 0,50$$

$$\eta_t = 0,5$$

$$\eta_t = 50\%$$

Una vez que se obtuvo el valor del rendimiento termodinámico del motor se realizó el cálculo de la cantidad de calor cedido a la atmosfera mediante el uso de la ecuación 15 que se menciona en el punto 3.4:

$$Q_2 = Q_1 - \eta_t * Q_1 \quad [15]$$

$$Q_2 = 7\,190\,000\,J - (0,5 * 7\,190\,000\,J)$$

$$Q_2 = 7\,190\,000\,J - (3\,595\,000\,J)$$

$$Q_2 = 3\,595\,000\,J$$

## 11 CÁLCULO DEL COMPORTAMIENTO TERMODINÁMICO DEL CICLO TEÓRICO DE UN MOTOR QUE UTILIZA CRUDO COMO COMBUSTIBLE

Se inició el análisis termodinámico mediante el cálculo del volumen del cilindro, teniendo en cuenta que el volumen del cilindro se reduce de acuerdo al valor de la relación de compresión, se calculó el valor del volumen tras la compresión mediante el uso de la siguiente ecuación 21 que se menciona en el punto 4.3:

$$v_2 = \frac{v_1}{Rc} \quad [21]$$

$$v_2 = \frac{V_T}{Rc}$$

$$v_2 = \frac{0.09\,m^3}{8}$$

$$v_2 = 7.5\,E - 3\,m^3$$

## 11.1 CÁLCULO DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA AL FINAL DE LA COMPRESIÓN DURANTE EL FENÓMENO DE COMPRESIÓN ADIABÁTICA EN EL MOTOR A CRUDO

La revisión bibliográfica llevada a cabo permitió realizar el cálculo de la temperatura alcanzada por el fluido dentro del cilindro teniendo en cuenta que la temperatura de admisión del aire es 298 °K (temperatura ambiente), por medio de la ecuación que permite relacionar la temperatura de admisión de los gases al cilindro y la relación de compresión referida en el Anexo I mediante el uso de la ecuación 16 que se mencionó en el punto 4.1:

$$T_2 = T_1 * Rc^{\gamma-1} \quad [16]$$

$$T_2 = 298 \text{ }^\circ K * 12^{1.4-1}$$

$$T_2 = 298 \text{ }^\circ K * 2.70$$

$$T_2 = 804.06 \text{ }^\circ K$$

Se calculó del valor de la presión alcanzada dentro del cilindro teniendo en cuenta que la presión de admisión del aire es igual a 101 325 Pa (presión atmosférica), mediante el uso de la ecuación 17 que se menciona en el punto 4.1:

$$p_2 = p_1 * Rc^\gamma \quad [17]$$

$$p_2 = 101 \ 325 \ Pa * 12^{1.4}$$

$$p_2 = 3 \ 285 \ 264.62 \ Pa$$

## 11.2 CÁLCULO DEL DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA ALCANZADAS AL FINAL DE LA COMBUSTIÓN ISOBARA

Teniendo en cuenta que la presión durante la combustión se mantiene constante y en relación a lo que se mencionó en el punto 4.2, se dedujo el valor de la presión alcanzada por el fluido durante el tiempo de combustión sobre la base de datos experimentales obtenidos previamente.

$$p_3 = p_2$$

$$p_3 = 3\,285\,264.62 \text{ Pa}$$

Para el cálculo de la temperatura alcanzada por el fluido durante el tiempo de combustión en base a la revisión bibliográfica llevada a cabo se utilizó la ecuación que permite relacionar la el valor del volumen con la relación de combustión del motor teniendo en cuenta que este valor se determina analógicamente y su valor es 2 (Alonso, 2004)

$$v_3 = R_p * v_2$$

$$v_3 = 2 * 7.85E - 3 \text{ m}^3$$

$$v_3 = 0.01 \text{ m}^3$$

Una vez que se obtuvo el valor del volumen se realizó el cálculo de la Temperatura alcanzada al final de la compresión con el valor de la relación de corte del motor mediante el uso de la ecuación 18 que se menciona en el punto 4.2:

$$T_3 = R_c * T_2 \quad [18]$$

$$T_3 = \frac{V_3}{V_2} * 590.04 \text{ } ^\circ K$$

$$T_3 = \frac{0.01 \text{ m}^3}{7.85E - 3 \text{ m}^3} * 804.06 \text{ } ^\circ K$$

$$T_3 = 1024.96 \text{ } ^\circ K$$

### **11.3 CÁLCULO DE LA MASA COMBUSTIBLE QUE DEBE INGRESAR POR CILINDRO Y POR CICLO**

Teniendo en cuenta que el crudo necesita combinarse con 14,7 kg de aire al igual que la mayoría de hidrocarburos en estado líquido para lograr una combustión perfecta (Navarro, 2007), se obtuvo el valor de la masa de crudo que debe ingresar por cilindro y por ciclo mediante el uso de la ecuación 3 que se menciona en el punto 2.3 y el resultado obtenido en el punto 9.2.2:

$$G = V_T * \rho \quad [3]$$

$$G = 0.09 \text{ m}^3 * 950.4 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

$$G = 85.53 \text{ Kg}$$

#### 11.4 CÁLCULO DEL CALOR APORTADO POR CADA CICLO

La inflamación del combustible crea una cierta cantidad de calor (Luck, 2003), la cual se obtuvo de forma aproximada relacionando la cantidad de combustible que ingresa al cilindro con el poder calorífico del combustible.

Se obtuvo la cantidad de calor aportado por el crudo por cada ciclo mediante el uso de la ecuación 4 que se menciona en el punto 3.2.2:

$$Q_1 = G * H_e \quad [4]$$

$$Q_1 = 85.53 \text{ Kg} * 43\,000\,000 \frac{\text{J}}{\text{Kg}}$$

$$Q_1 = 3\,670\,050\,000 \text{ J por ciclo}$$

Una vez que se obtuvo el valor del rendimiento termodinámico del motor se realizó el cálculo de la cantidad de calor cedido a la atmosfera mediante el uso de la ecuación 15 que se menciona en el punto 3.4:



$$Q_2 = Q_1 - \eta_t * Q_1 \quad [15]$$

$$Q_2 = 3\,670\,050\,000\,J - (0,5 * 3\,670\,050\,000\,J)$$

$$Q_2 = 3\,670\,050\,000\,J - (1\,835\,025\,000\,J)$$

$$Q_2 = 1\,835\,025\,000\,J$$

### 11.5 CALCULO DEL CALOR APORTADO POR CILINDRO Y POR CICLO

De la misma manera se determinó el calor aportado por cilindro en cada ciclo por el diésel tras dividir el valor que se consiguió previamente para el número de cilindros del motor referidos en el Anexo I, mediante el uso de la ecuación 5 que se menciona en el punto 3.2.3:

$$Q_{cilindros} = \frac{Q_1}{n} \quad [5]$$

$$Q_{cilindros} = \frac{3\,670\,050\,000\,J \text{ por ciclo}}{12}$$

$$Q_{cilindros} = 305\,837\,500\,J \text{ por ciclo y cilindro}$$

Se obtuvo el valor de la masa de crudo necesario para la combustión por cilindro y por ciclo que debe ingresar al cilindro sobre la base de datos experimentales obtenidos en el punto 10.6 teniendo en cuenta que para una mezcla estequiométrica de aire y crudo se necesitan 14,7 Kg de aire mediante el uso de la ecuación 7 que se menciona en el punto 4.2.5:

$$m = \frac{V_u * \rho * \eta_v}{g} \quad [7]$$

$$m_{crudo} = \frac{7.85E - 3 \text{ m}^3 * 950.4 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 1.05}{14.7 \text{ Kg}}$$

$$m_{crudo} = 0.53 \text{ Kg}$$

De igual forma que para el gas natural, sobre la base datos experimentales obtenidos y en relación a la revisión bibliográfica se calculó la cantidad de masa de crudo que interviene por ciclo y cilindro para el crudo mediante la ecuación 8 que se menciona en el punto 4.2.6:

$$m_t = m_a + m_c \quad [8]$$

$$m_t = 2.5E - 5 \text{ Kg} + 0.53 \text{ Kg}$$

$$m_t = 0.53 \text{ Kg por cilindro y por ciclo}$$

## 11.6 CÁLCULO DE LA PRESION Y TEMPERATURA AL FINAL DE LA EXPANSIÓN ADIABATICA

La reducción de la presión hace que la temperatura alcanzada por el gas dentro del cilindro descienda rápidamente (Alonso, 2004), en base de la revisión bibliográfica llevada a cabo se dedujo que el valor del volumen final es igual al valor de la cilindrada total:

$$v_4 = v_1 = V_T$$

$$v_4 = 0.09 \text{ m}^3$$

Se obtuvo el valor de la temperatura al final de la expansión mediante el uso de la ecuación 19 que se menciona en el punto 4.3:

$$T_4 = T_3 * \left(\frac{v_3}{v_4}\right)^{\gamma-1} \quad [19]$$

$$T_4 = 1024.96 \text{ }^\circ\text{K} * \left(\frac{0.01 \text{ m}^3}{0.09 \text{ m}^3}\right)^{1.4-1}$$

$$T_4 = 1024.96 \text{ }^\circ\text{K} * (0.11)^{0.4}$$

$$T_4 = 1024.96 \text{ }^\circ\text{K} * 0.41$$

$$T_4 = 420.23 \text{ }^\circ\text{K}$$

Finalmente se obtuvo el valor de la presión alcanzada al final de la expansión mediante el uso de la siguiente ecuación 20 que se menciona en el punto 4.3:

$$P_4 = \frac{T_4}{T_1} \quad [20]$$

$$P_4 = \frac{420.23 \text{ } ^\circ K}{298 \text{ } ^\circ K}$$

$$P_4 = 1.41$$

$$P_4 = 142 \ 868 \ Pa$$

## **12 CARACTERIZACION DE LAS SUSTANCIAS PRESENTES EN LOS GASES CONTAMINANTES PRODUCIDOS POR LOS MOTORES DE COMBUSTION INTERNA UTILIZADOS EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS**

En la actualidad, el exponencial crecimiento poblacional, la industrialización del planeta, el uso de recursos naturales utilizados para satisfacer las necesidades de la humanidad y en especial la obtención de energía a partir de los combustibles fósiles han ocasionado la contaminación de los componentes ambientales y pérdida de biodiversidad, por lo cual la sociedad ha iniciado una intensiva búsqueda por alternativas energéticas al petróleo.

Con el objetivo de resaltar la factibilidad del uso del motor a gas natural en la industria hidrocarburífera, es necesario ceñirse a los lineamientos principales de

conservación de energía para la optimización y aprovechamiento eficiente del poder calorífico de los combustibles a través de adecuadas prácticas sustentables que garanticen la conservación y preservación del ambiente.

La energía eléctrica generada por los motores de combustión interna produce emisiones atmosféricas contaminantes, para mitigar este tipo de impacto ambiental los motores deberán estar calibrados con el fin de obtener una reacción de combustión completa.

En un motor de combustión interna, la relación existente entre el dosificado real y el correspondiente a la mezcla estequiométrica se le conoce como riqueza de mezcla, este es un factor determinante de la combustión, del cual dependerán las características y la cantidad de emisión de partículas contaminantes.

El Acuerdo Ministerial 091 el mismo que puede ser referido en el Anexo V, establece las sustancias que deben ser sujetas a controles periódicos las mismas que se describen a continuación:

## **12.1 DESCRIPCIÓN LOS CONTAMINANTES REGULADOS POR LA LEGISLACIÓN ACTUAL VIGENTE EN ECUADOR**

### Óxidos de azufre ( $SO_2$ ):

“Es un gas incoloro e irritante formado principalmente por la oxidación del azufre contenido especialmente en los combustibles fósiles.” (Ambiente, 2012)

### Óxidos de Nitrógeno Nox ( $NO_x$ ):

“Es la suma del óxido nítrico (NO) y dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>) principalmente, el NO es un gas incoloro que se genera por la combinación del nitrógeno (N<sub>2</sub>) y del oxígeno (O<sub>2</sub>) de la atmósfera durante los procesos de combustión, así como por la oxidación del nitrógeno contenido en los combustibles. El NO<sub>2</sub>, que se forma a partir de la oxidación del NO, es un gas tóxico, de color pardo rojizo.” (Ambiente, 2012)

### Compuestos Orgánicos Volátiles COVS ( $CO, C$ ):

“Los Compuestos Orgánicos Volátiles son aquellos hidrocarburos que participan en las reacciones fotoquímicas atmosféricas (excluyéndose el CO, CO metano, etano, etileno y otras, de bajo punto de ebullición), que incluyen el benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BETX)” (Ambiente, 2012)

### Hidrocarburos aromáticos policíclicos HAPs ( $C$ ):

“Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos que se generan en procesos de combustión incompleta de los hidrocarburos. Los HAPs más carcinógenos y comunes se tienen el fenantreno, pireno y criseno. (Ambiente, 2012)”

Material particulado (MP): “Es el material sólido o líquido, cuyas partículas presentan un diámetro menor a 2.5 micras. Se produce principalmente en las actividades de combustión.” (Ambiente, 2012)

## 12.2 TOMA DE MUESTRA DE LOS GASES CONTAMINANTES EN LA TUBERÍAS DE ESCAPE DE LOS MOTORES DE GAS NATURAL ASOCIADO Y CRUDO

Para el desarrollo de este tema de estudio fue necesario conocer en qué porcentaje son emitidas al ambiente, para lo cual se realizó la toma de dos muestras de los gases que salen por el tubo de escape de ambos motores en intervalos de 2 horas.

La prueba se realiza en los sitios de muestro aprobados por el Ministerio del Medio Ambiente en referencia a lo que establece el Libro 6 del Anexo 3 del Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundario el mismo que puede ser referido en el Anexo VI, el detalle de las mediciones realizadas al motor VHP L7042 GSI a gas natural en la Figuras 19 y Figura 20:

Punto de muestreo/Fecha /Código				MEDICION UNO					
				MP mg/Nm3	SO2 mg/Nm3	NOX mg/Nm3	CO mg/Nm3	COVs mg/Nm3	HAPs mg/Nm3
NPF	GE-1172-A	24-may-14	EM-N-06	CP	<17	1300.0	12.0	CP	CP
NPF	GE-1172-B	23-may-14	EM-N-07	CP	<18	1359.0	226.0	CP	CP
NPF	GE-1172-C	23-may-14	EM-N-08	CP	<17	768.0	34.0	CP	CP
NPF	GE-1172-D	23-may-14	EM-N-09	CP	<17	1338.0	48.0	CP	CP
NPF	GE-1172-E	24-may-14	EM-N-10	CP	<19	1242.0	11.0	CP	CP
NPF	GE-1172-F	24-may-14	EM-N-14	CP	<19	1245.0	15.0	CP	CP
NPF	GE-1172-G	24-may-14	EM-N-23	CP	<17	1123.0	<7	CP	CP
SPF	GE-3001		EM-S-11	CP				CP	CP
SPF	GE-3002	19-may-14	EM-S-12	CP	<19	876.0	<8	CP	CP
SPF	GE-3003	19-may-14	EM-S-13	CP	<18	808.0	<8	CP	CP
SPF	GE-3005	20-may-14	EM-S-15	CP	<18	1254.0	<8	CP	CP
SPF	GE-3006	20-may-14	EM-S-16	CP	<19	700.0	<8	CP	CP
SPF	GE-3007		EM-S-17	CP				CP	CP
SPF	GE-3008	20-may-14	EM-S-18	CP	<19	1267.0	49.0	CP	CP
SPF	GE-3009		EM-S-19	CP				CP	CP
SPF	GE-3010		EM-S-20	CP				CP	CP
SPF	GE-3011	21-may-14	EM-S-21	CP	<18	1192.0	49.0	CP	CP
SPF	GE-3012	21-may-14	EM-S-22	CP	<18	1020.0	72.0	CP	CP
NPF	GE-3014	21-may-14	EM-S-24	CP	<17	1263.0	282.0	CP	CP
SPF	GE-3015	22-may-14	EM-S-25	CP	<18	1216.0	16.0	CP	CP
SPF	GE-3016	22-may-14	EM-S-26	CP	<18	1156.0	21.0	CP	CP

**Figura 19.** Informe de emisiones contaminantes motor Waukesha muestra 1

(S.A., Cronograma de Mantenimiento , 2014)

Punto de muestreo/Fecha /Código				MEDICION DOS					
				MP mg/Nm3	SO2 mg/Nm3	NOX mg/Nm3	CO mg/Nm3	COVs mg/Nm3	HAPs mg/Nm3
NPF	GE-1172-A	24-may-14	EM-N-06	CP	<17	1272,0	7,0	CP	CP
NPF	GE-1172-B	23-may-14	EM-N-07	CP	<18	1348,0	12,0	CP	CP
NPF	GE-1172-C	23-may-14	EM-N-08	CP	<17	957,0	63,0	CP	CP
NPF	GE-1172-D	23-may-14	EM-N-09	CP	<17	1057,0	10,0	CP	CP
NPF	GE-1172-E	24-may-14	EM-N-10	CP	<19	1221,0	10,0	CP	CP
NPF	GE-1172-F	24-may-14	EM-N-14	CP	<19	1245,0	12,0	CP	CP
NPF	GE-1172-G	24-may-14	EM-N-23	CP	<17	1125,0	<7	CP	CP
SPF	GE-3001		EM-S-11	CP				CP	CP
SPF	GE-3002	19-may-14	EM-S-12	CP	<19	793,0	<8	CP	CP
SPF	GE-3003	19-may-14	EM-S-13	CP	<18	995,0	<8	CP	CP
SPF	GE-3005	20-may-14	EM-S-15	CP	<18	1095,0	<8	CP	CP
SPF	GE-3006	20-may-14	EM-S-16	CP	<19	939,0	<8	CP	CP
SPF	GE-3007		EM-S-17	CP				CP	CP
SPF	GE-3008	20-may-14	EM-S-18	CP	<19	1205,0	33,0	CP	CP
SPF	GE-3009		EM-S-19	CP				CP	CP
SPF	GE-3010		EM-S-20	CP				CP	CP
SPF	GE-3011	21-may-14	EM-S-21	CP	<18	1201,0	84,0	CP	CP
SPF	GE-3012	21-may-14	EM-S-22	CP	<18	1076,0	137,0	CP	CP
NPF	GE-3014	21-may-14	EM-S-24	CP	<17	1259,0	314,0	CP	CP
SPF	GE-3015	22-may-14	EM-S-25	CP	<18	1198,0	10,0	CP	CP
SPF	GE-3016	22-may-14	EM-S-26	CP	<18	1151,0	9,0	CP	CP

**Figura 20.** Informe de emisiones contaminantes motor Waukesha muestra dos

(S.A., Cronograma de Mantenimiento , 2014)

De igual forma el detalle de las mediciones al motor a crudo en las Figura 21 y Figura 22

Punto de muestreo/Fecha /Código				MEDICION UNO					
				MP mg/Nm3	SO2 mg/Nm3	NOX mg/Nm3	CO mg/Nm3	COVs mg/Nm3	HAPs mg/Nm3
SPF	GE-3170 A	20-abr-14	EM-WS-42	CP	1343,0	1500,0	<19	CP	CP
SPF	GE-3170 B	20-abr-14	EM-WS-43	CP	1350,0	1511,0	<19	CP	CP
SPF	GE-3170 C	20-abr-14	EM-WS-44	CP	1845,0	1629,0	<19	CP	CP
SPF	GE-3170 D	21-abr-14	EM-WS-45	CP	1438,0	1639,0	<20	CP	CP
SPF	GE-3170 E	21-abr-14	EM-WS-46	CP	1421,0	1432,0	<18	CP	CP
SPF	GE-3170 F	21-abr-14	EM-WS-47	CP	1423,0	1438,0	<20	CP	CP
SPF	GE-3170 G	21-abr-14	EM-WS-48	CP	1447,0	1539,0	<20	CP	CP

**Figura 21.** Informe de emisiones contaminantes motor a crudo muestra uno

(S.A., Cronograma de Mantenimiento , 2014)



Punto de muestreo/Fecha /Código				MEDICION DOS					
				MP mg/Nm3	SO2 mg/Nm3	NOX mg/Nm3	CO mg/Nm3	COVs mg/Nm3	HAPs mg/Nm3
SPF	GE-3170 A	20-abr-14	EM-WS-42	CP	1345.0	1502.0	<19	CP	CP
SPF	GE-3170 B	20-abr-14	EM-WS-43	CP	1344.0	1510.0	<19	CP	CP
SPF	GE-3170 C	20-abr-14	EM-WS-44	CP	1337.0	1628.0	<19	CP	CP
SPF	GE-3170 D	21-abr-14	EM-WS-45	CP	1416.0	1629.0	<20	CP	CP
SPF	GE-3170 E	21-abr-14	EM-WS-46	CP	1419.0	1428.0	<18	CP	CP
SPF	GE-3170 F	21-abr-14	EM-WS-47	CP	1423.0	1442.0	<20	CP	CP
SPF	GE-3170 G	21-abr-14	EM-WS-48	CP	1419.0	1540.0	<20	CP	CP

**Figura 22.** Informe de emisiones contaminantes motor a crudo muestra dos

(S.A., Cronograma de Mantenimiento , 2014)

### 12.3 VALORES PROMEDIOS DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS DE LOS MUESTREOS REALIZADOS

Con el objetivo de establecer la factibilidad ambiental de la presente investigación, fue necesario realizar un análisis comparativo entre las emisiones atmosféricas generadas por el uso de motores a gas y motores a crudo por lo que se seleccionaron los contaminantes o parámetros de contaminación basados en la legislación ambiental vigente para el sector hidrocarburífero mencionadas en el punto 12.

Las concentraciones de los contaminantes fueron tomadas de los valores que se muestran en las Figuras 19 y 20 correspondientes al monitoreo de los generadores a gas y crudo de la operadora Repsol, Bloque 16, los cuales se muestran en la Tabla 6.

**Tabla 6.** Cálculo de valores promedio emisiones motores a gas

CÓDIGO DE MOTOR	MP MG/NM3	SO2 MG/NM3	NOX MG/NM3	CO MG/NM3	COVS MG/NM3	HAPS MG/NM3
GE-1172-A	53	18	13	893.50	<5	<0.1
GE-1172-B	7	18	109	3 385	<5	<0.1
GE-1172-C	31	17	197.50	2 820	<5	<0.1
GE-1172-D	39	17	705.50	82	<5	<0.1
GE-1172-E	38	18	1 156.50	214.50	<5	<0.1
GE-1172-F	20	18	1 181	86.50	<5	<0.1
GE-1172-G	49	17	861.50	75	<5	<0.1
GE-3001	34	20	680.00	39.50	<5	<0.1
GE-3002	15	19	726.50	381	<5	<0.1
GE-3004	22	19	689.00	190.50	<5	<0.1
GE-3005	1	18	736.50	315.50	<5	<0.1
GE-3006	46	18	686,00	1 486	<5	<0.1
GE-3008	62	18	941.50	106	<5	<0.1
GE-3001	34	20	680.00	39.50	<5	<0.1
GE-3009	37	18	889.00	1 987.50	<5	<0.1
GE-3011	67	17	1 215.5	1 819.50	<5	<0.1
GE-3012	60	18	878.00	66.50	<5	<0.1
GE-3014	64	18	726.50	231.50	<5	<0.1
GE-3015	33	18	690.00	163	<5	<0.1
GE-3016	35	18	873.00	139.00	<5	<0.1
<b>PROMEDIO</b>	<b>37.53</b>	<b>18.00</b>	<b>734.50</b>	<b>762.21</b>	<b>&lt;5</b>	<b>&lt;0.1</b>

De igual forma se realizó el cálculo de los valores promedio de emisiones del motor a crudo a partir de los valores que se muestran en las Figuras 21 y 22 tal como lo muestran los datos de la Tabla 7.

**Tabla 7.** Cálculo de valores promedio emisiones motores a crudo

Código del motor	MP mg/Nm <sup>3</sup>	SO <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup>	NO <sub>X</sub> mg/Nm <sup>3</sup>	CO mg/Nm <sup>3</sup>	COVs mg/Nm <sup>3</sup>	HAPs mg/Nm <sup>3</sup>
GE-3170 A	106	1 399.50	1 492.50	53	<10	<0.1
GE-3170 B	87	1 424.50	1 445	52	<10	<0.1
GE-3170 C	86	1 434.50	1 492	47.50	<10	<0.1
GE-3170 D	107	1 398	1 416	51.50	<10	<0.1
GE-3170 E	115	1 384	1 312.50	81	<10	<0.1
GE-3170 F	93	1 397.50	1 381.50	60	<10	<0.1
GE-3170 G	129	1 392.50	1 447.50	46.50	<10	<0.1
<b>PROMEDIO</b>	<b>103</b>	<b>1 404</b>	<b>1 427</b>	<b>56</b>	<b>&lt;10</b>	<b>&lt;0.1</b>

Finalmente se calculó los promedios de las concentraciones de los parámetros seleccionados tanto de los generadores a gas como a de los generadores a crudo, los datos experimentales obtenidos se muestran en la Tabla 8.

**Tabla 8.** Cálculo de valores promedio emisiones motores a gas vs motores a crudo

<b>CONTAMINANTE</b>	<b>CONCENTRACIÓN MOTOR A GAS</b>	<b>CONCENTRACION MOTOR A CRUDO</b>
<b>MP mg/Nm3</b>	37.52	10.32
<b>SO2 mg/Nm3</b>	18	1 404,35
<b>NOX mg/Nm3</b>	734,50	1 426,71
<b>CO mg/Nm3</b>	762.21	55,92
<b>COVs mg/Nm3</b>	<5	<10
<b>HAPs mg/Nm3</b>	<0,1	<0,1

### **13 CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN DEL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO VHP L7042GSI MARCA WAUKESHA**

Se realizó un estudio de factibilidad económica el cual permitió identificar los puntos críticos de inversión que conlleva la adquisición e implementación de motores a gas natural asociado VHP L7042 GSI “Waukesha” en plantas de generación para operaciones hidrocarburíferas, por medio del uso de la metodología Capex y Opex ideal para el análisis en un proyecto de inversión.

Se denomina Capex a las inversiones de capital que se invierten para adquirir o mejorar los activos productivos los cuales pueden ser edificios, maquinaria, equipos y vehículos, cuya finalidad es aumentar la capacidad o eficiencia de una operación.

La metodología Capex es ideal para el análisis del costo de desarrollo o el suministro de componentes no consumibles para el producto o sistema (Capex), se inició el estudio definiendo los costos de capital (inversión).

Para este caso en particular y debido a las fluctuaciones de los precios en el mercado mundial únicamente se tomó como valor de inversión al costo de adquisición del motor VHP L7042 GSI “Waukesha” el cual se muestra en la Tabla 9.

**Tabla 9.** Costo de inversión

<b>EQUIPO</b>	<b>PRECIO (\$)</b>
Motor VHP L7042 GSI	\$ 1'366.621,81

### 13.1 CÁLCULO DEL AHORRO CON RELACIÓN A LA GENERACIÓN CON CONVENCIONAL

Para el desarrollo de este tema de estudio únicamente se consideró la operación de un motor de combustión a gas natural para lo que se realizó el cálculo del ingreso adicional (ahorro) que representa la sustitución de un motor que opera a diesel o a crudo como combustible por un motor a gas natural, tal como se describe a continuación:

$$1MW * \frac{Bls\ 2\ Diesel}{1\ Mwh} * \frac{36.05\ \$}{1\ Bls} * 24 * \frac{h}{dia} * 365 \frac{dias}{Año} = 631.596\ USD\ al\ año$$

- El ahorro en diesel por utilizar el gas en quemado en la tea por un motor de gas natural asociado al año es de \$ 631 596.

De la misma forma que se determinó el ahorro con relación al diesel, se realizó el cálculo para obtener el valor del ahorro en relación al crudo, tal como se describe a continuación:

$$1MW * \frac{Bls\ 1,4\ Crudo}{1Mwh} * \frac{20\ \$}{1\ Bls} * 24 * \frac{h}{dia} * 365 \frac{dias}{Año} = 245.280\ USD\ al\ año$$

- El ahorro en crudo por utilizar el gas quemado en la tea por un motor de gas natural asociado al año es de \$ 245 280

Para el desarrollo de este tema de estudio se consideró que el ahorro que representa el uso de motores a gas natural asociado es el ingreso, cuyos rubros han sido representados en la Tabla 10:

**Tabla 10.** Ingresos en relación al ahorro en combustibles convencionales

COMBUSTIBLE	AHORRO EN DOLARES (\$)
DIESEL	631 596
CRUDO	245 280
<b>TOTAL</b>	<b>876 876</b>

### 13.2 COSTOS DE OPERACIÓN DEL MOTOR VHP L7042 GSI

Dentro de los rubros que intervienen para el cálculo de los costos de operación de una maquina tenemos el costo por trabajo de mantenimiento y el costo de combustible utilizado el cual para este tema de estudio es despreciable ya que el gas natural asociado se quema en las teas de combustión.

Los costos por operación a razón de trabajos de mantenimiento fueron calculados en función del número de horas que toma realizar dichos trabajos, los mismos que se muestran en el ANEXO VII, y el costo del barril del diesel y del crudo que se emplea por Mw/h por , tal como se describe a continuación:

La cantidad de tiempo necesario para el desarrollo total de las actividades de un trabajo de mantenimiento de un motor a gas natural asociado marca “Waukesha” se muestran en la Tabla 11:

**Tabla 11.** Costos de operación en función del tiempo de parada del motor

TRABAJOS DE MANTENIMIENTO	TIEMPO DE DURACION DE LOS TRABAJOS (HORAS)	COSTO EN FUNCION DEL TIEMPO DE PARADA DE OPERACIÓN (Mw/h \$)
CADA 1 000 HORAS DE OPERACIÓN	22.25	2 228.33
CADA 2 000 HORAS DE OPERACIÓN	21.5	2 153.22
CADA 4 000 HORAS DE OPERACIÓN	39.3	3 905.85
CADA 8 000 HORAS DE OPERACIÓN	14.5	1 452.17
CADA 20 000 HORAS DE OPERACIÓN	47	4 707.05
CADA 40 000 HORAS DE OPERACIÓN	104	10 415.6



Sobre la base de datos que se muestra en la Tabla 11 se realizó el cálculo del costo de operación al año de los motores a gas natural asociado mediante el uso de la ecuación que permite el cálculo del costo de operación de un equipo la cual permite interrelacionar el costo de mantenimiento por el costo de combustible utilizado.

$$C_o = \left( \frac{C_m + C_u}{A_{\text{Año}}} \right) \$$$

$$C_o = \left( \frac{M1000h + M2000h + M4000h + M10000h + M20000 + M40000}{876876} \right) \$$$

$$C_o = \left( \frac{2228.33 + 2153.22 + 3905.85 + 1452.17 + 4707.05 + 10415.6}{876876} \right) \$$$

$$C_o = \$ 0.03$$

### **13.3 CÁLCULO DE LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA QUE REPRESENTA LA IMPLEMENTACIÓN DE MOTORES A GAS NATURAL ASOCIADO PARA GENERACIÓN ELECTRICA**

$$FNE = T_i - (I_o + C_o)$$

$$FNE = \$ 876876 - (1366621.82 + 0.03)$$

$$FNE = \$ 876876 - (\$ 1366621.81 + \$ 0.03)$$

$$FNE = \$ 876876 - \$ 1366621.84$$

$$FNE = \$ - 489745.84$$

Una vez obtenido el valor del flujo neto de efectivo para el primer año de inversión se realizó el cálculo del valor de flujo neto de efectivo para seis años consiguientes a la inversión mediante el uso de la ecuación:

$$FNE_6 = (fne_1) + (fne_2 + I_o) + (fne_3 + I_o) + (fne_4 + I_o) + (fne_5 + I_o) + (fne_6 + I_o)$$

Los valores obtenidos han sido representados en la Tabla 12 que se muestra a continuación:

**Tabla 12.** Flujo neto de efectivo a seis años de inversión

<b>FNE AÑO</b>	<b>INGRESOS</b>
1er año	\$ - 489 745.84
2do año	\$ 387.130,16
3er año	\$ 1'264.006,15
4to año	\$ 2'140.882,16
5to año	\$ 3'017.758,13
6to año	\$ 3'894.634,11
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 10 214 664.87</b>

### 13.13.3.1 Cálculo del valor actual neto

Se entiende por VAN a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de la inversión y el valor actual de los egresos que la misma ocasione, la cual representa la rentabilidad mínima pretendida por el inversor. (Ecuador, 2015)

Para el desarrollo de este tema de estudio se fijó el valor de la tasa de interés en un 10%, y se lo calculó por medio de la ecuación 25:

$$VAN = \frac{fne^n}{(1+k)^n} \quad [25]$$

Donde:

*VAN*: valor actual neto

*fne<sup>n</sup>*: flujo neto de efectivo en un periodo de tiempo

*k*: tasa de interés

A continuación el cálculo del valor VAN para el sexto año tras la inversión inicial:

$$VAN = \frac{10\,214\,664.87}{(1 + 0.10)^6}$$

$$VAN = \$ 4\,399\,290.21$$

### 13.13.3.2 Cálculo del valor costo beneficio

La relación beneficio costo, indica la rentabilidad en términos relativos y la interpretación del resultado se expresa en centavos ganados por cada dólar invertido en un proyecto (Ecuador, 2015), la cual se calculó tras dividir el valor del VAN y el valor de la inversión inicial al año cero mediante el uso de la ecuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{VAN_n}{I_0} \quad [26]$$

Donde:

$\frac{B}{C}$ : relación costo beneficio

$VAN$ : valor actual neto en un período de tiempo

$I_0$ : inversión inicial

A continuación el cálculo del valor beneficio costo:

$$\frac{B}{C} = \frac{\$ 4\,399\,290.21}{\$ 1\,366\,621.81}$$

$$\frac{B}{C} = 3.21$$

## 13.4 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE UN ANALISIS CAPEX Y OPEX

Los proyectos son aceptados para el financiamiento de crédito cuando los indicadores de evaluación muestran los siguientes resultados:

$$\text{VAN} > 0$$

$$\text{B/C} > 1$$

Los proyectos son postergados para el financiamiento de crédito cuando los indicadores muestran los siguientes resultados:

$$\text{VAN} = 0$$

$$\text{B/C} = 1$$

Los proyectos son rechazados para el financiamiento de crédito cuando los indicadores muestran los siguientes resultados:

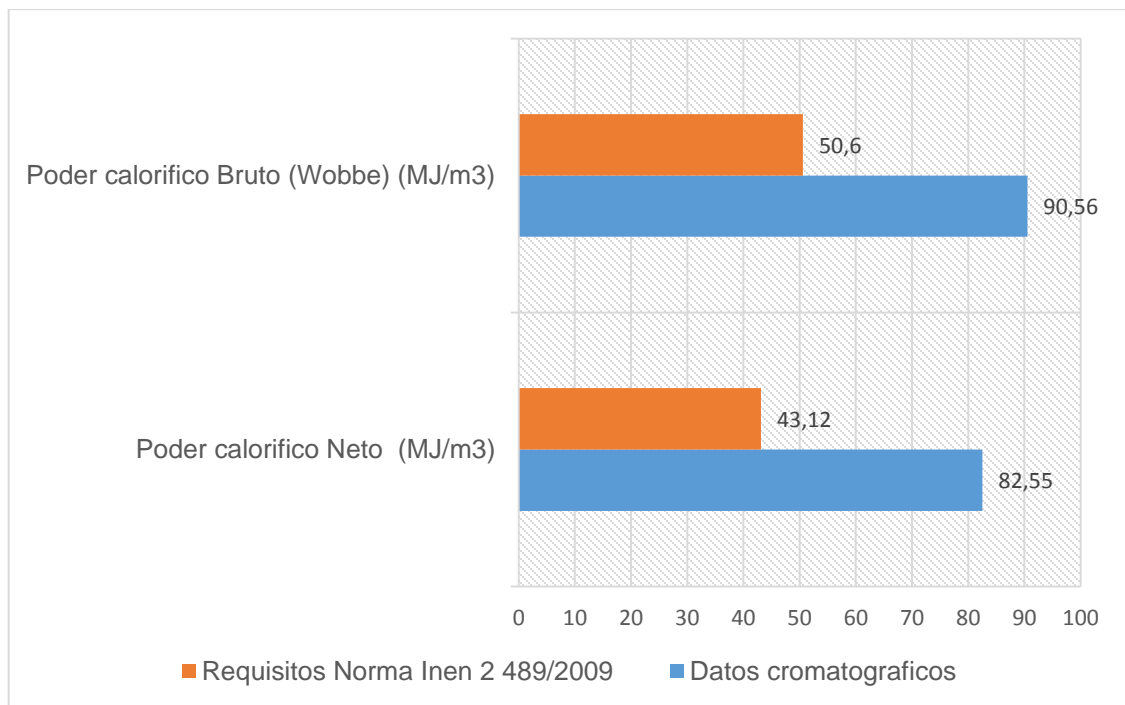
$$\text{VAN} < 0$$

$$\text{B/C} < 1$$

## **ANÁLISIS Y RESULTADOS**

## 14 RESULTADOS DE LA PRUEBA CROMATOGRÁFICA DEL GAS NATURAL ASOCIADO

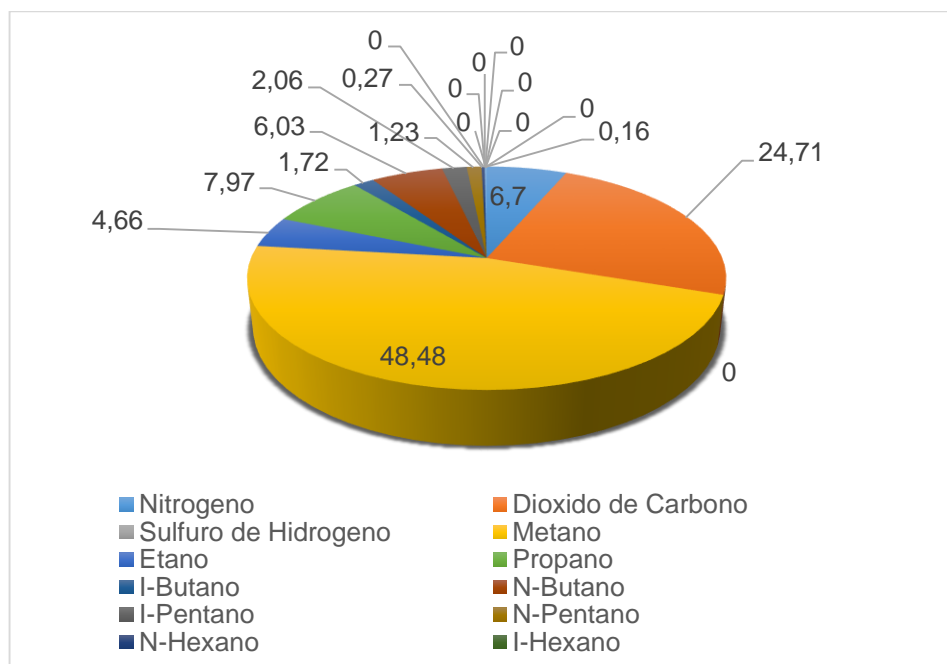
Sobre los datos experimentales obtenidos de la Figura 14 y en relación a los requisitos que debe cumplir el gas natural para ser utilizado como combustible que se muestran en la Figura 15, se elaboró un cuadro comparativo que permite evidenciar las ventajas que representa el uso de gas natural asociado como combustible frente al gas natural cuyos resultados se muestran en la Figura 23.



**Figura 23.** Cuadro comparativo poder calorífico del gas natural asociado con la norma Inen 2 489/2009

Según lo que establece la norma NTE INEN 2 489:2009 se determinó que tanto el poder calorífico bruto (índice de Wobbe) y el poder calorífico superior del gas natural asociado superan el límite máximo de lo establecido, lo que se debe a la ausencia de sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ) y agua ( $H_2O$ ), lo que en un motor de combustión interna conlleva a una reducción del consumo de combustible, por otra parte la probabilidad de que se originen combustiones irregulares es casi nula lo que garantiza una combustión más homogénea.

De igual forma sobre la base de datos experimentales obtenidos a partir del resultado de la prueba cromatográfica que se muestra en la Figura 14 y en relación a los requisitos que debe cumplir el gas natural para ser utilizado como combustible los cuales se muestran en la Figura 15 se procedió a la caracterización de las sustancias tal como se indica en la Figura 24:



**Figura 24.** Sustancias presentes en la muestra de gas natural asociado (Fracción % Molar)



Partiendo de los resultados que se muestran en la Figura 24 se determinó los efectos de gas natural asociado utilizado como combustible sobre los mecanismos de transmisión de movimiento del motor los cuales se detallan a continuación:

- Las averías debido a la manifestación de azufre ( $S_2$ ) causadas por la corrosión conllevan un consumo excesivo de combustible, un deterioro del aceite y un agravamiento en la cantidad de emisiones contaminantes lo que acarrea una reconstrucción (rectificación) prematura del motor, la ausencia de esta sustancia extiende la vida útil del motor y reduce los costos por mantenimiento al utilizar motores a gas natural asociado.
- La inexistencia de agua ( $H_2O$ ) y azufre ( $S_2$ ) impide la formación de dióxido de azufre ( $SO_2$ ) lo que reduce la probabilidad de formar sustancias como el ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) el cual es un elemento que es altamente corrosivo el mismo que tiende a depositarse en las cámaras de combustión y que al consumirse ataca químicamente las superficies de los metales mayormente en las guías de las válvulas, las camisas, los cilindros y los cojinetes lo que reduce la frecuencia con la que se realizan los mantenimientos al utilizar un motor a gas natural asociado.
- En base a la revisión bibliográfica llevada a cabo se concluyó que la presencia de un medio acuoso como lo es el vapor de agua ( $H_2O$ ) incrementa la probabilidad de que el dióxido de carbono se disuelva y de origen a sustancias como el ácido carbónico ( $H_2CO_3$ ), el carbonato de hierro ( $FeCO_3$ ) y la cementita ( $Fe_3C$ ), sustancias que al inflamarse originan vapores ácidos que alteran las propiedades mecánicas de los aceros al carbón con los que generalmente están fabricados los mecanismos del motor lo que conlleva a la ruptura del material e incrementan la probabilidad de ataques corrosivos mayormente en el

bulón, los cilindros, pistones, en los cojinetes y en las bielas, la ausencia de estas sustancias en el gas natural reduce considerablemente los efectos que estas conllevan y por ende representa una ventaja operacional de los motores a gas natural asociado sobre los motores convencionales.

- A diferencia de un combustible convencional el gas natural carece de partículas de polvo, gomas y cualquier sólido que por lo general son arrastrados desde el recipiente que contiene el combustible lo que extiende la vida útil del aceite y reduce la evacuación de partículas de carbonilla por el múltiple de escape.
- Por otra parte pese a su gran contenido de metano en la muestra este no supera el límite máximo establecido por la norma NTE INEN 2 489:2009 lo que indica que no puede ser comercializado como combustible en referencia al artículo 66 referente al Manejo y tratamiento de descargas, emisiones y desechos en el literal a punto a1 del Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas el cual establece que: “El gas que se produce durante el tratamiento del crudo y fabricación de sus derivados deberá ser adecuadamente manejado en la propia planta a efectos de optimizar su uso racional en las necesidades energéticas de la misma” el mismo que puede ser referido en el Anexo, el gas puede ser utilizado por medio de adecuadas prácticas ambientales.
- Finalmente se determinó que el gas natural al ser un combustible prácticamente limpio produce combustiones más uniformes, ya que al carecer de humedad la manifestación de gases residuales de combustiones previas en la cámara de combustión no disminuyen la velocidad de avance del frente de llama como sucede en los

combustibles convencionales, lo que representa una ventaja de utilizar motores a gas natural asociado.

- Por otra parte pese a su gran contenido de metano en la muestra este no supera el límite máximo establecido por la norma NTE INEN 2 489:2009 lo que indica que no puede ser comercializado como combustible, pero en referencia al artículo 66 referente al Manejo y tratamiento de descargas, emisiones y desechos en el literal a punto a1 del Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas el cual establece que: “El gas que se produce durante el tratamiento del crudo y fabricación de sus derivados deberá ser adecuadamente manejado en la propia planta a efectos de optimizar su uso racional en las necesidades energéticas de la misma” lo que indica que puede ser utilizado por medio de adecuadas prácticas ambientales.
- Sobre la base de datos experimentales que se representaron el Figura 24 y en relación a los datos que se muestra en la Tabla 3 del punto 6 se dedujo que la inexistencia azufre en la muestra permite una mayor liberación de calor del gas natural asociado que de otros hidrocarburos.

## **15 RESULTADOS COMPORTAMIENTO TERMODINÁMICO DEL CICLO TEORICO DEL MOTOR VHP L7042GSI EN COMPARACIÓN CON UN MOTOR DE SIMILARES CARACTERISTICAS GEOMETRICAS QUE UTILIZA CRUDO COMO COMBUSTIBLE**

A continuación se realizó una serie de cuadros comparativos de los valores obtenidos en los puntos 10 y 11 durante el desarrollo de este proyecto lo que permitió determinar las ventajas y desventajas operacionales que representa el uso de un motor a gas natural asociado.

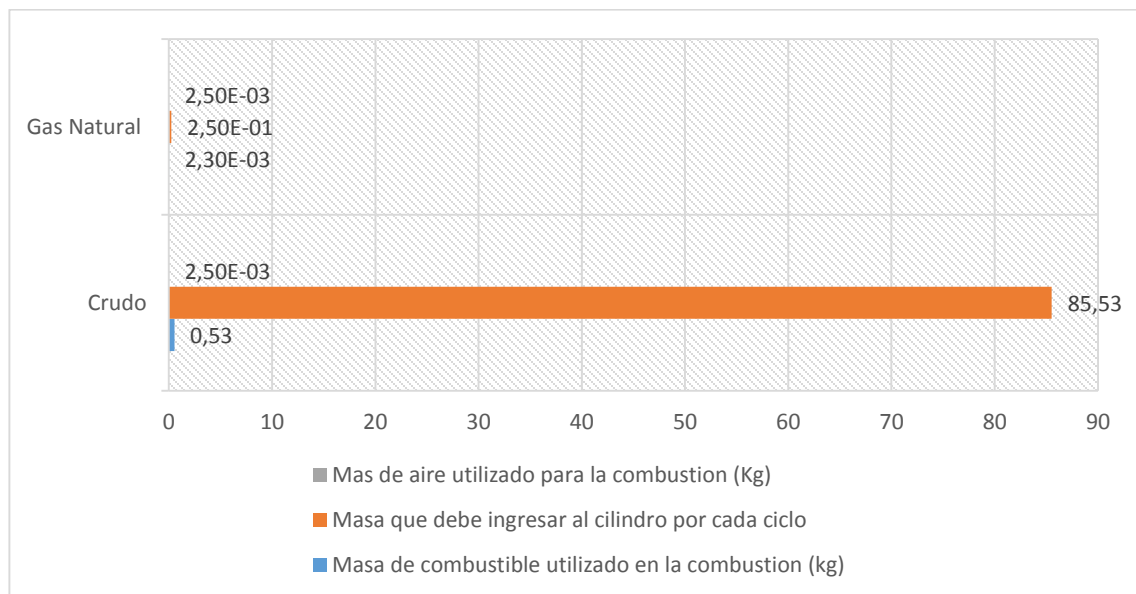
### **15.1 DIAGRAMAS COMPARATIVOS CANTIDAD DE MASA COMBUSTIBLE UTILIZADO EN EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO VS EL MOTOR A CRUDO**

Sobre la base de datos experimentales obtenidos en los puntos 10.3 y 11.3 se realizó un cuadro comparativo referente a la cantidad de masa combustible que debe ser utilizada en el motor con gas y en el motor con crudo, cuyos resultados se muestran en la Tabla 13.

**Tabla 13.** Cuadro comparativo cantidad de masa de combustible utilizado  
(Motor a Crudo VS Motor a gas natural)

MOTOR DE MOTOR	MASA QUE DEBE INGRESAR AL CILINDRO POR CADA CICLO (Kg)	MASA DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN LA COMBUSTIÓN (Kg)	MASA DE AIRE UTILIZADO PARA LA COMBUSTIÓN
Gas Natural	0,25	$2.36E - 3$	$2.5E - 5$
Crudo	85,53	0.53	$2.5E - 5$

En la Figura 25 se aprecia el gráfico en el cual se muestra la cantidad de masa de aire y combustible necesarios para la combustión que fueron mencionados con anterioridad en la Tabla 13.



**Figura 25.** Cuadro estadístico diferencia de masas de combustible  
(Motor a Crudo VS Motor a gas natural)

- Se determinó que la masa de combustible que ingresa al motor a gas natural es mínima en comparación con la masa de combustible que ingresa en el motor a crudo lo que representa un ahorro de combustible que se debe a la particularidad del estado molecular del gas el cual permite un mejor llenado del cilindro debido a la rápida propagación de sus moléculas.
- Adicionalmente se determinó que para lograr la combustión el motor a gas utiliza una cantidad mínima de aire a diferencia del motor a crudo lo que representa una reducción del consumo de aire y por ende una reducción del impacto ambiental.
- Se observa que la masa de gas que ingresa al cilindro por cada ciclo se consume en un 94% de su totalidad a diferencia de lo que sucede en el motor a crudo donde únicamente se consume el 1% de su totalidad, lo que conlleva un deterioro prematuro del aceite de lubricación, formación de carbonilla dentro de las cámaras de combustión y un aumento en la cantidad de material particulado producto de la combustión.

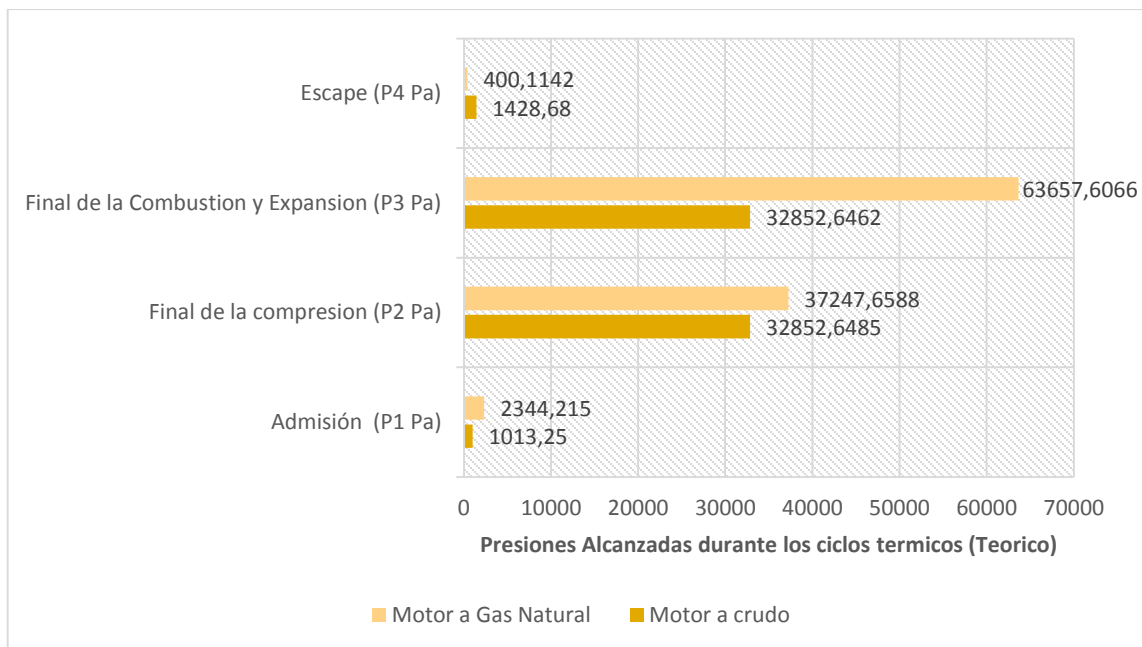
## **15.2 DIAGRAMA COMPARATIVO DE LAS PRESIONES ALCANZADAS POR EL MOTOR A GAS NATURAL ASOCIADO Y EL MOTOR A CRUDO**

Sobre la base de datos experimentales obtenidos en los puntos 10.2, 10.8, 11.2 y 11.6 se realizó un cuadro comparativo de las diferentes presiones alcanzadas por los fluidos dentro del cilindro durante los diferentes ciclos de operación tanto tal como lo muestran los datos Tabla 14.

**Tabla 14.** Cuadro presiones alcanzadas (Motor a crudo vs Motor a Gas)

TIPO DE MOTOR	PRESIÓN INICIAL ( $P_1 Pa$ )	PRESIÓN AL FINAL DE LA COMBUSTIÓN ( $P_2 Pa$ )	INCREMENTO DE PRESIÓN ( $P_3 Pa$ )	PRESIÓN FINAL EXPANSIÓN ( $P_4 Pa$ )
Gas Natural	234 421.50	3 724 765.58	6 365 760.66	40 011.42
Crudo	101 325	3 285 264.62	3 285 264.62	142 868

En la Figura 26 se aprecia el gráfico donde se muestran los valores resultantes de las presiones del motor a gas natural los que fueron mencionados con anterioridad en la Tabla 14.



**Figura 26.** Cuadro estadístico diferencia de presiones durante los ciclos de funcionamiento del Motor a gas natural asociado vs el motor a crudo

En relación a la revisión bibliográfica llevada a cabo en el punto 7.3.1 y sobre la base de datos experimentales que se muestran en la Figura 26 se determinó:

- Los altos valores de presión alcanzados en el tiempo de expansión en el motor a gas natural se deben al salto de chispa de la bujía y a la inflamación casi instantánea de la mezcla.
- Adicionalmente tal como se mencionó en el punto 7.3.2 se determinó que la presión alcanzada por el gas natural asociado durante la compresión de los gases alcanza los 37 bar lo que representa un potencial riesgo de que se incrementa la probabilidad con la que se presenta el fenómeno de la detonación del combustible y todos los efectos que esta conlleva, aunque al recibir la energía del salto de chispa esta presión se transmitirá con mayor fuerza sobre la cabeza del pistón durante el tiempo de expansión resultando en mayor trabajo mecánico absorbido por el cigüeñal.
- Finalmente se determinó que la presión durante el tiempo de admisión del motor con gas natural es superior a la del crudo debido a que el combustible ingresa a una presión superior a la presión atmosférica.

### **15.3 DIAGRAMA COMPARATIVO DE LAS TEMPERATURAS ALCANZADAS POR EL MOTOR A GAS NATURAL Y EL MOTOR A CRUDO**

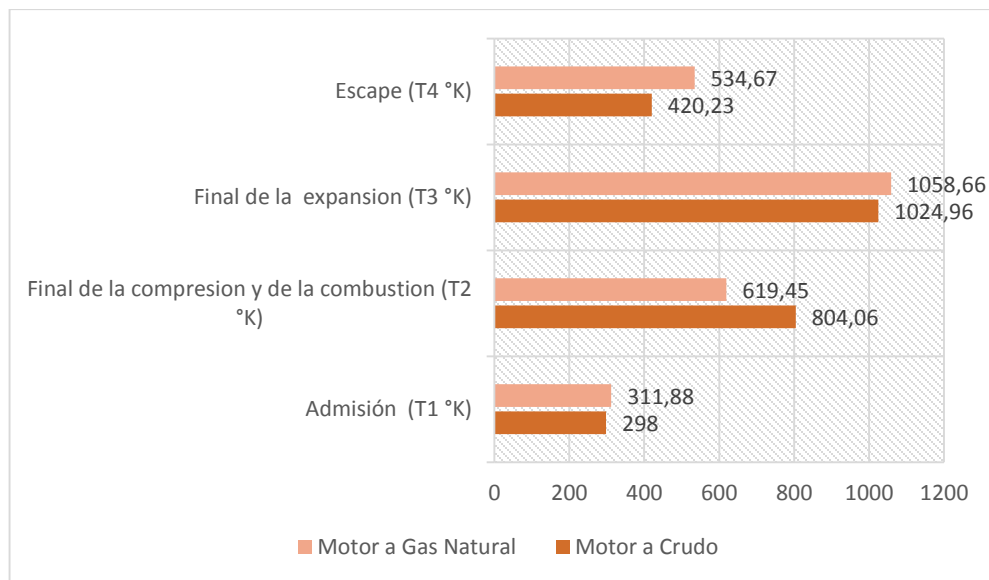
Sobre la base de datos experimentales obtenidos se realizó un cuadro comparativo de las temperaturas alcanzadas por el motor durante las diferentes transformaciones termodinámicas tal como se muestran en la Tabla 15.



**Tabla 15.** Cuadro temperaturas alcanzadas motor gas y motor a crudo

COMBUSTIBLE	TEMPERATURA INICIAL ( $T_1$ °K)	TEMPERATURA AL FINAL DE LA COMBUSTIÓN ( $T_2$ °K)	INCREMENTO DE TEMPERATURA ( $T_3$ °K)	TEMPERATURA FINAL EXPANSIÓN ( $T_4$ °K)
Gas Natural	311.88	619.45	1 058.66	534.67
Crudo	298	804.06	1 024.96	420.23

Sobre la base de datos experimentales que se muestran en la Tabla 15 se realizó un diagrama comparativo de las diferentes temperaturas alcanzadas por el motor a crudo y gas natural asociado.

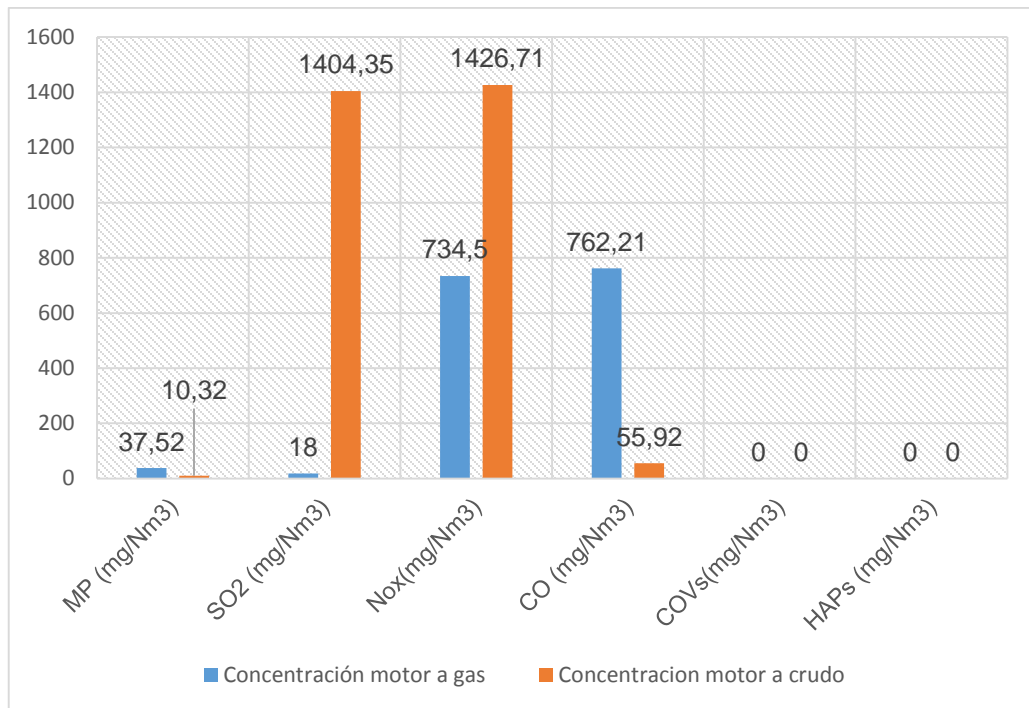


**Figura 27.** Cuadro estadístico diferencia de temperaturas durante los ciclos de funcionamiento del motor a gas natural asociado vs el motor a crudo

- En relación a la revisión bibliográfica y sobre la base de datos experimentales que se muestran en la Figura 27 se dedujo pese a la mínima cantidad de combustible que ingresa a los cilindros en el motor a gas natural este logra alcanzar temperaturas similares a las que alcanza el motor a crudo lo que supone una gran liberación de calor y por ende una combustión más homogénea lo que representa un trabajo termodinámico más eficiente con menor consumo de combustible.
- Adicionalmente se dedujo que las altas temperaturas dentro del cilindro durante la compresión y combustión en el motor a crudo crean mayor inestabilidad en el nitrógeno molecular que forma parte de la composición química del aire lo que resulta en una mayor liberación de Nox, por otra parte se determinó que las temperaturas alcanzadas durante la compresión y combustión en el motor a gas suponen una reducción en la cantidad de Nox y una liberación de calor superior durante el tiempo de expansión.

## **16 RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LAS SUSTANCIAS PRESENTES EN LOS GASES CONTAMINANTES PRODUCIDOS POR LOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA UTILIZADOS EN OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS**

Sobre la base de datos experimentales obtenidos en las Tabla 6 y 7, se realizó un diagrama comparativo entre las emisiones del motor a gas y el motor a crudo tal como se muestra en la Figura 27.



**Figura 28.** Cuadro estadístico diferencia de cantidad de sustancias abrasivas presentes en los gases de combustión del Motor a gas natural asociado vs el motor a crudo

- Al comparar los datos de la Tabla 6 se observa que para el material particulado los valores de los motores a gas son inferiores a los de motor a crudo, esto se debe a que las partículas emitidas al momento de la combustión de gas son de menor tamaño que las emitidas por la combustión del crudo contrario a lo que se muestra en la Figura 28 lo que se debe a que en la Tabla 6 existen más motores a gas que motores a crudo.
- La concentración de SO<sub>2</sub> es inferior en los promedios de las muestras de motores a gas que los que funcionan a crudo, debido a que en la

composición inicial del gas, los valores de azufre son bajos, por lo contrario se deduce la presencia de altas concentraciones de azufre en la composición del crudo.

- Es evidente la diferencia que existe entre los promedios obtenidos de NOX entre los dos tipos de motores, se debe a la elevada temperatura a la que se da la reacción de combustión en el motor a crudo, o como se mencionó anteriormente a la composición del combustible.
- Se puede determinar que la reacción de combustión en los generadores a crudo se da a mayores temperaturas que en el generador a gas, o a su vez la concentración de nitrógeno en la composición del crudo es mayor que en el gas natural.
- En base a las comparaciones realizadas de las concentraciones de monóxido de carbono (CO) en las muestras de emisiones de generadores a gas y crudo, en la Figura 28 denotan altas concentraciones del contaminante durante el funcionamiento del generador a gas, lo que se debe a que existe en mayor número de motores a gas, es importante recalcar que el monóxido de carbono es un gas de efecto invernadero y perjudicial para la salud.
- Se puede verificar según los resultados obtenidos, bajas concentraciones de COVs y HAPs en las muestras analizadas.
- Al tomar como referencia las comparaciones realizadas entre los resultados de los muestreos de emisiones atmosféricas de los motores a gas y crudo, se determina una menor carga contaminante en las emisiones generadas por los motores a gas, lo que indica una mayor factibilidad ambiental de dicho motor que aquellos que funcionan a crudo.

## 17 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA

En la Tabla se muestran los resultados obtenidos a partir de los cálculos realizados en el punto 16.

**Tabla 16.** Resultados del análisis de factibilidad económica

RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICOS	CANTIDAD EN DOLARES
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	\$ 4 399 290.21
COSTO BENEFICIO DEL USO DE GENERADORES A GAS NATURAL	\$ 3.21

En base a la revisión bibliográfica llevada a cabo y sobre la base de datos experimentales que se muestran en la Tabla 16 se deduce que:

- El primer indicador (VAN) significa que los beneficios por utilizar motores que emplean gas natural asociado son superiores al costo de implementar los equipos.
- El segundo indicador ilustra que los beneficios generados por utilizar motores a gas natural asociado son mayores a los costos incurridos por la implementación de los mismos.
- Finalmente en base a los resultados y en relación a lo mencionado en el punto 13.4 se dedujo que el uso de motores de combustión interna con gas natural asociado representan una inversión sin riesgo de pérdidas económicas y un incremento de los ingresos anuales para cualquier operadora.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## 18 CONCLUSIONES

- ✓ Sobre los resultados obtenidos en el punto 14 tras el análisis técnico de los combustibles utilizados en operaciones hidrocarburíferas por medio de la caracterización de sustancias se determinó que el gas natural asociado es un combustible libre de impurezas y de gran poder calorífico el mismo que al carecer de sustancias abrasivas en especial el azufre ( $S_2$ ) y el vapor de agua ( $H_2O$ ) garantiza la reducción de una serie de afectaciones a los mecanismos de transmisión del movimiento en los motores de combustión interna, por lo que se concluyó que el uso de motores a gas natural asociado presenta una serie de ventajas técnicas sobre los motores que emplean combustibles convencionales en cuanto a la reducción del desgaste de los mecanismos de transmisión de movimiento del motor.
- ✓ En base a los resultados obtenidos en el punto 15 tras el análisis termodinámico del motor VHP L7042 GSI marca “Waukesha” en comparación con un motor convencional se determinó que existe un ahorro del 99 % tanto en cantidad de aire como de combustible consumido, por lo que se concluyó que la operación con motores a gas natural asociado representan un ahorro significativo de combustibles convencionales, por otra parte se concluyó que las altas presiones con las que se almacena el gas natural asociado incrementan la probabilidad de que estas se incrementen dentro de los cilindros y por ende exista un acrecentamiento en la probabilidad de que se presente el fenómeno de detonación del combustible y por ende todas las afectaciones que esta conlleva.

- ✓ Adicionalmente se concluyó que debido a las grandes presiones que se presentan dentro de los cilindros en un motor a gas natural asociado se incrementa la frecuencia con la que se presentan las fallas por pérdidas de compresión dentro de los cilindros, por otra parte las altas temperaturas que se obtienen a partir de la combustión del crudo incrementan la emisión de sustancias abrasivas como lo es el Nox.
  
- ✓ En base a los resultados obtenidos en el punto 17 tras el análisis de las emisiones contaminantes tanto del motor a gas natural asociado como del motor a crudo se determinó que existe una menor carga contaminante en las emisiones generadas por los motores a gas, por lo tanto se concluyó que el uso de motores a gas natural asociado representa una reducción considerable de la afectación al ambiente lo que hace factible su uso en operaciones hidrocarburíferas que se encuentren cercanas a reversas ecológicas o áreas protegidas.
  
- ✓ En base a los resultados obtenidos en el punto 17 se determinó que el utilizar motores a gas natural asociado en operaciones hidrocarburíferas representa un ahorro en combustibles convencionales cuyas cifras significativas representan un ingreso adicional, por ende se concluyó que en caso de ser emplazados a nivel industrial en campos donde la composición físico química del gas y la tecnología lo permitan implicaría una reducción considerable en el consumo de crudo utilizado como combustible para generación lo que representaría un incremento en la exportación del hidrocarburo y por ende un aumento del producto interno bruto del país.



## 19 RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar un análisis termográfico a los motores de combustión interna que emplean gas natural asociado y crudo como combustible, de modo que se pueda obtener datos en tiempo real del comportamiento termodinámico de ambos motores durante los diferentes ciclos de funcionamiento.
  
- ✓ Realizar un análisis comparativo de los gases contaminantes emitidos por las teas de combustión para quema de gas natural asociado en comparación con las emitidas por el motor de combustión interna a gas natural asociado.
  
- ✓ Realizar un estudio comparativo de la eficiencia energética de los motores a gas natural asociado en comparación con motores de combustible convencional.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- 2319, A. I. (2009). Productos Derivados del Petroelo determinacion de la densidad API. Quito Ecuador.
- Alonso, J. (2004). Técnicas del automovil. Madrid: Thompson, Paraninfo.
- Ambiente, M. d. (2012). Acuerdo Ministerial 091 para emisiones contaminantes. Quito.
- Arnold, K. S. (2008). Surface Production Operations Vol 1. Houston: Butterworth-Heinemann, 2008.
- Aula Virtual, D. (10 de 06 de 2012). Repositorio Aula virtual. Obtenido de [http://educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1248/html/41\\_el\\_mtodo\\_inductivo\\_y\\_el\\_mtodo\\_deductivo.html](http://educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1248/html/41_el_mtodo_inductivo_y_el_mtodo_deductivo.html)
- Belmonte, M. I. (24 de 07 de 2014). Laboratorio de Técnicas Industriales. Obtenido de <http://laboratoriotecnicasinstrumentales.es/analisis-quimicos/cromatografa-de-gases>
- Bermudez, V. (2000). Tecnología energética. Valencia : Camino de Vera S/N.
- Bosch. (s.f.). Manual tecnicas del automovil . Barcelona: Reverte .
- Calvo, M. S. (1998). Ecología Industrial: Ingenieria Ambiental Aplicada a la Indutria y a la Empresa. Barcelona: Mundi-Prensa.
- Campbell, F. (2008). Elements of Metallurgy and Engeneering Alloys.
- Castells, X. E. (2012). La Recuperacion de la Energia; coogeneradores, intercambiadores de calor y regeneradores de calor . Madrid: Diaz de Santos .
- Cortez, E. A. (200). Apuntes sobre energia y recursos energéticos. Bucaramanga : Universidad Autonoma de colombia .
- Dietsch, K. H. (2005). Manual de la técnica del automovil.
- Division, W. (1974). VHP Series Gas & Diesel Engines Operation and Service. Wisconsin: U.S.A. 5/85.

- Division, W. E. (1995). DSM Custom Engine Control, Detonation Sensing Module installation, operation and maintenance. Wisconsin: U.S.A 4/95.
- Ecuador, B. C. (30 de 03 de 2015). Reformas Instructivo . Quito : Ecuador.
- Fernandez, F. J. (2005). Teoria Práctica de mantenimiento Industrial Avanzado.
- G, L. A. (2004). Química y Características del Petróleo y Productos Básicos. Quito.
- Hidrocarburífera, A. d. (2015). Reporte de Producción diaria de Gas Natural . Quito.
- INEN, N. (2009). GAS NATURAL REQUISITOS. Quito : INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN .
- Intertek. (2014). Análisis Cromatográfico de gas. Cromatografía del gas natural NPF. Lago Agrio.
- Jones, A. (2006). Principios de Química Los caminos del descubrimiento . Panamericana .
- Luck, E. J. (2003). Motores Diesel y de Gas de Alta compresión . Barcelona: Reverte S.A .
- Martín, M. V. (2003). GENERACIÓN. Madrid: Fundación Confemetal .
- Minas, M. d. (2002). Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas . Quito: Sistema Informático Legal .
- Navarro, I. M. (2007). Manual Básico de control de la combustión en calentadores de fuego directo, hornos y calderas de la superintendencia de operaciones APIAY. Combustión en Calentadores y calderas (pág. 1;2;3). Bogotá D.C - Colombia: Departamento de Mantenimiento Apiay.
- Pachón, M. d. (2002). Evaluación del impacto ambiental .
- Palazuelos, E. (2003). Petróleo y Gas Natural. Madrid: Akal.
- Pinilla, I. C. (2014). Taller de Gas Natural. Taller de gas Natural, AIHE (págs. 1,3,6,). Quito: ADIELPETRO, PETROLEUM SERVICES .
- Pizá, P. E. (1988). Dispositivos y sistemas para el ahorro de energía . Barcelona: Marcombo S.A.

- Romero, J. C. (2011). Métodos de Evaluación de Riesgos Laborales. Díaz de Santos .
- S.A., R. E. (2014). Cronograma de Mantenimiento . Quito: Departamento de Mantenimiento.
- S.A., R. E. (2014). Ilustración. Quito: Departamento Administrativo.
- S.A., R. E. (2014). Material fotografico. Quito: Departamento Administrativo.
- Waukesha. (1974). VHP Series Gas & Diesel Engines Operation and Service. Wisconsin: Waukesha Division.
- Wauquier, J. (2004). El Refino del petróleo, Petróleo Crudo, Productos Petrolíferos, Esquemas de Fabricación. Díaz de Santos.

## **GLOSARIO**

**Falla:** Es la terminación de la habilidad de un sistema, equipo, parte para realizar una función requerida (ISO 14224)

**Flujo:** Fluido en movimiento.

**Equipo de protección personal:** Es el equipo destinado a ser utilizado por el trabajador para que le proteja de uno o varios riesgos que puedan presentar una amenaza a su salud o seguridad en el trabajo.

**Equipo rotativo:** Son aquellos equipos que tienen una función específica y sus elementos trabajan a diferentes revoluciones por minuto (Bomba, motores eléctricos, motores de combustión interna, enfriadores de bombas, enfriadores de gas etc.).

**Monitoreo de temperaturas:** Consiste en medir la temperatura de los equipos para detectar alguna posible falla.

**Motor de combustión interna:** Es una máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química producido por un combustible que se combustión dentro de una cámara.

**Análisis de aceite:** consiste en tomar muestras de aceite y llevarlas al laboratorio.

**Intercooler:** es un intercambiador de calor que refresca el aire de admisión del motor mediante el agua de enfriamiento.

**Medición de flujo:** es medir la cantidad de fluido en una unidad de tiempo que pasa a través de un ducto, esto se lleva a cabo con un equipo electrónico el cual consta de dos sensores y de un software

**Muestreo de aceite:** sirve para proteger a los equipos dinámicos de cualquier falla por lubricación, el cual consiste en ir al sitio del trabajo del equipo, tomar una muestra de aceite y realizar una inspección visual.

**Válvulas:** sirven para obstruir, direccionar y controlar el flujo en una línea de flujo.

**Punto muerto superior (p.m.s):** Movimiento del pistón desde la parte superior del cilindro a la parte inferior del mismo,

**Punto muerto inferior (p.m.i):** movimiento del pistón desde la parte inferior del cilindro.





## **ANEXOS**

## Anexo I. Extracto del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas

Acuerdo Ministerial No. 389

### MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Considerando:

Que de acuerdo con el artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos, el Ministro de Energía y Minas es el funcionario encargado de la ejecución de la política de hidrocarburos aprobada por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos para lo cual está facultado para dictar los reglamentos y disposiciones que se requieran;

Que el Ministro de Energía y Minas es el funcionario responsable de normar la industria petrolera, en lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia;

Que mediante Acuerdo Ministerial No. 1311, publicado en el Registro Oficial No. 681 de 8 de mayo de 1987 se expidió el Reglamento de operaciones hidrocarburíferas, reformado con Acuerdo Ministerial No. 189, publicado en el Registro Oficial No. 123 de 3 de febrero de 1989;

Que es necesario actualizar las regulaciones que rigen las operaciones hidrocarburíferas; y,

En ejercicio de las facultades conferidas por el numeral 6 del artículo 179 de la Constitución Política de la República, los artículos 6 y 9 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 17 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva,

Acuerda:

Expedir el siguiente Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

#### Capítulo I

##### Disposiciones Generales

Artículo 1.- Objetivo: La finalidad de este reglamento es regular y controlar las operaciones hidrocarburíferas.

Las operaciones hidrocarburíferas comprenden las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos que incluyen las actividades de exploración, las actividades de perforación exploratoria y de desarrollo, y las actividades de transporte, almacenamiento, refinación, industrialización y producción de petróleo y gas natural.

Artículo 2.- Ámbito de aplicación: El presente reglamento se aplicará a todas las operaciones hidrocarburíferas que lleven a cabo PETROECUADOR o las personas jurídicas nacionales o extranjeras legalmente establecidas en el país o uniones de

personas jurídicas, tales como consorcios o asociaciones, delegadas por el Estado para el efecto, con excepción de aquellas actividades específicamente reguladas.

Artículo 3.- Definiciones: Las definiciones de los términos técnicos y operativos utilizados en este reglamento están indicados en el anexo A de este reglamento.

Artículo 4.- Obligaciones: PETROECUADOR y las contratistas deberán cumplir con las disposiciones que establezca la ley, los reglamentos vigentes y las obligaciones establecidas en este reglamento, las que se hallen estipuladas en los contratos firmados con el Estado Ecuatoriano y las regulaciones que expida el Ministro de Energía y Minas de acuerdo con lo previsto en el artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos

Artículo 5.- Representación legal: Las contratistas registrarán en la Dirección Nacional de Hidrocarburos el nombramiento de su representante legal o apoderado que les represente ante el Estado Ecuatoriano.

Artículo 6.- De las operadoras: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, podrán realizar operaciones hidrocarburíferas en forma directa o mediante la contratación de empresas operadoras a las cuales contractualmente se les encarga realizar una o más de las actividades comprendidas como operaciones hidrocarburíferas. PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, previo al inicio de las operaciones, notificarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos de los contratos de operación firmados para la operación total del campo, para la perforación de pozos y tendido de ductos.

La contratación de empresas operadoras no restringe, no limita y no transfiere la responsabilidad contractual de las contratistas ante el Estado, seguirán siendo responsables de la ejecución del contrato respectivo y del cumplimiento de las obligaciones contractuales adquiridas.

Artículo 7.- Protección ambiental: Sin perjuicio de las normas específicas contenidas en este reglamento, en relación con la protección ambiental, PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, deberán cumplir con las demás disposiciones legales y reglamentarias vigentes, relacionadas con el control y protección ambiental.

Artículo 8.- Seguridad: PETROECUADOR y las contratistas deberán conducir las operaciones petroleras observando las disposiciones y regulaciones que la ley y los reglamentos señalan sobre seguridad industrial y medidas de control vigentes en el Ecuador y a falta de ellas, aplicarán procedimientos y prácticas comunes en la industria petrolera internacional.

Artículo 9.- Notificación: PETROECUADOR y las contratistas están obligadas a dar aviso previo a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, del inicio, suspensión o terminación de las operaciones hidrocarburíferas previstas en el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones aprobado.

La falta de notificación impedirá a PETROECUADOR o a las contratistas, según el caso, iniciar cualquiera de las actividades previstas en dicho Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones. La inobservancia de esta obligación será causa de sanción. Los servicios de control y regulación de las operaciones hidrocarburíferas, están sujetos al pago de los derechos fijados por el Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 10.- Normas y estándares: En las operaciones hidrocarburíferas, PETROECUADOR y las contratistas deberán aplicar, al menos, las prácticas recomendadas por el American Petroleum Institute (API) particularmente las siguientes: "Exploration and Production Standards" y el "Manual of Petroleum Measurement Standards" y cualquier otra norma o estándar de la industria petrolera.

Artículo 11.- Uso de gas y petróleo: El gas natural que se obtenga en la explotación de yacimientos petrolíferos pertenece al Estado, y solo podrá ser utilizado por las contratistas en las cantidades que sean necesarias para operaciones de explotación y transporte, o para reinyección a yacimientos, previa autorización del Ministerio de Energía y Minas y el pago de los derechos que establezca el Ministerio de Energía y Minas.

En yacimientos de condensado o de elevada relación gas-petróleo, el Ministerio de Energía y Minas podrá exigir la recirculación del gas.

Las contratistas entregarán a PETROECUADOR, sin costo, el gas proveniente de yacimientos de condensado, no utilizado para operaciones de explotación y transporte, o para reinyección a yacimientos, que PETROECUADOR requiera para fines industriales, de generación de energía eléctrica, comercialización o de cualquier otra índole. PETROECUADOR pagará solamente los gastos de adecuación que, para dicha entrega, realizaren las contratistas.

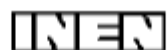
El gas asociado rico (con alto contenido de propano y butano) proveniente de la explotación de hidrocarburos, no podrá ser quemado, la contratista deberá procesarlo industrialmente y venderlo a PETROECUADOR a precio internacional, de acuerdo con lo que se establezca en el Plan de Desarrollo que debe presentar la contratista para la aprobación del Ministerio de Energía y Minas. En caso que la contratista decidiera no procesar este gas, para proceder a su quema deberá pagar los derechos que fije el Ministerio de Energía y Minas.

Las contratistas podrán consumir petróleo crudo proveniente del campo que estén operando, para operaciones de campo, siempre y cuando el crudo que se utilice provenga del porcentaje de participación de crudo de la contratista, fijado en el respectivo contrato.

Artículo 12.- Contabilidad general: Las contratistas presentarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, hasta el 30 de abril de cada año, los estados financieros del ejercicio fiscal inmediato anterior, auditados por firmas independientes, con los anexos respectivos de inversiones, costos y gastos, clasificados de acuerdo a lo que estipulan los reglamentos correspondientes.

Artículo 13.- Aprobaciones del Ministerio de Energía y Minas: En cualquier caso de requerimiento de aprobación del Ministerio de Energía y Minas o de la Dirección Nacional de Hidrocarburos dispuesta por la ley, reglamentos o contratos, PETROECUADOR y las contratistas deberán presentar las solicitudes correspondientes

**Anexo II. Norma NTE INEN 2 489/2009**



**INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN**

Quito - Ecuador

---

**NORMA TÉCNICA ECUATORIANA**

**NTE INEN 2 489:2009**

---

**GAS NATURAL. REQUISITOS.**

**Primera Edición**

NATURAL GAS. REQUIREMENTS.

First Edition

Norma Técnica Ecuatoriana Voluntaria	GAS NATURAL. REQUISITOS.	NTE INEN 2 489:2009 2009-02
<p style="text-align: center;"><b>1. OBJETO</b></p> <p>1.1 Esta norma establece los requisitos que debe cumplir el gas natural.</p> <p style="text-align: center;"><b>2. ALCANCE</b></p> <p>2.1 Esta Norma se aplica al gas natural seco, nacional o importado, que se suministre en el país para consumo final de los sectores industrial, automotriz, residencial y comercial entre otros.</p> <p style="text-align: center;"><b>3. DEFINICIONES</b></p> <p>3.1 Para los efectos de esta norma se adoptan las siguientes definiciones:</p> <p>3.1.1 <i>Análisis cromatográfico.</i> Método para la separación, identificación y cuantificación de la composición química del gas natural.</p> <p>3.1.2 <i>Condiciones estándar.</i> Condiciones bajo las cuales se mide el gas natural, correspondientes a la presión de 101,325 kPa y temperatura de 288,15 °K.</p> <p>3.1.3 <i>Densidad.</i> Masa de gas natural seco dividida entre su volumen a una presión y temperatura especificada.</p> <p>3.1.4 <i>Densidad relativa.</i> Denominada también gravedad específica, es la relación adimensional entre la densidad del gas (a temperatura y presión del gas) sobre la densidad del aire (a las mismas condiciones de temperatura y presión).</p> <p>3.1.5 <i>Gas natural.</i> Mezcla de hidrocarburos gaseosos de baja masa molecular, constituida principalmente por metano, pero que generalmente también incluye etano, propano e hidrocarburos pesados en cantidades muy pequeñas y algunos gases no combustibles, tales como nitrógeno y dióxido de carbono.</p> <p>3.1.6 <i>Gas natural seco.</i> Gas natural que carece o tiene pequeñas cantidades de hidrocarburos comercialmente recuperables como productos líquidos.</p> <p>3.1.7 <i>Impurezas.</i> Se consideran impurezas del gas natural, aquellas que pueden afectar la calidad del mismo, tales como compuestos del azufre, oxígeno, vapor de agua, dióxido de carbono, etc.</p> <p>3.1.8 <i>Índice de Wobbe.</i> Es el poder calorífico bruto medido sobre una base volumétrica, dividido por la raíz cuadrada de la densidad relativa correspondiente.</p> $W = \frac{PCB}{\sqrt{d_r}}$ <p style="text-align: right;"><i>(Continúa)</i></p> <hr/> <p>DESCRIPTORES: Petróleo tecnologías afines, gas natural, combustible, requisitos.</p>		

Instituto Ecuatoriano de Normalización, INEN - Calle 17-01-3999 - Baquerizo Moreno EB-29 y Almagro - Quito-Ecuador - Prohibida la reproducción



En donde:

W = Índice de Wobbe  
PCB = Poder calorífico bruto o superior  
 $d_r$  = Densidad relativa referido al aire

**3.1.9 Inerteo.** Se considera como gases inertes a la suma del contenido de nitrógeno y otros gases diferentes al dióxido de carbono como el helio y el argón. Reducen el contenido calórico del gas, esto es, menos calorías para un mismo volumen de gas que otro de similares características pero que no contenga inertes.

**3.1.10 Poder calorífico.** Es la cantidad de calor liberado durante la combustión completa, en el aire, de una unidad de volumen de gas natural, a unas condiciones de referencia especificadas.

**3.1.11 Poder calorífico bruto, alto o superior.** Es la cantidad de calor que se libera al realizarse la combustión completa de una unidad de volumen de gas, con aire, a una presión constante, donde los reactantes y productos de la combustión se enfrían hasta la misma temperatura, y el vapor de agua resultante de la combustión se condensa.

**3.1.12 Poder calorífico neto, bajo o inferior.** Es el resultado del valor del poder calorífico bruto menos el calor latente de evaporación del agua; es decir, se denomina así al poder calorífico, cuando el agua resultante de la combustión se encuentra en estado de vapor con los demás productos de la combustión.

**3.1.13 Punto de rocío del agua.** Temperatura arriba de la cual no se produce condensación de agua a una presión especificada. Para cualquier presión inferior a la presión especificada no se presentará condensación a esta temperatura.

**3.1.14 Punto de rocío de hidrocarburos.** Temperatura arriba de la cual no se produce condensación de hidrocarburos a una presión especificada.

#### 4. DISPOSICIONES GENERALES

**4.1** El gas natural debe estar libre de líquidos, bacterias sulfato-reductoras formadoras de ácido, arena, polvo, gomas, aceites, glicoles y otros contaminantes, en general, cualquier sólido que pueda ocasionar interferencias con la correcta operación de las tuberías, reguladores, medidores y otros dispositivos a través de los cuales fluye.

#### 5. REQUISITOS

##### 5.1 Requisitos específicos

**5.1.1** El Gas natural debe cumplir con los requisitos establecidos en la tabla 1.

(Continúa)



TABLA 1. Requisitos del gas natural

REQUISITOS	UNIDAD	Mínimo	Máximo	Métodos de Ensayo
Poder calorífico superior	MJ/m <sup>3</sup>	35,42	43,12	ASTM D 1945 ASTM D 3588 ISO 6978
Índice de wobbe	MJ/m <sup>3</sup>	45,8	50,6	ASTM D 3588 ISO 6978
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)*	mg/m <sup>3</sup>	--	6,1	ASTM D 4084
Azufre total (S)**	mg/m <sup>3</sup>	--	15,0	ASTM D 5504 ASTM D 6228
ΦOxígeno ***	%	--	0,2	ASTM D 4530
Inertes	%	--	5,0	ASTM D 1945
ΦNitrógeno (N <sub>2</sub> )	%	--	3,0	
ΦDióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )****	%	--	5,0	
ΦTotal de inertes	%	--	5,0	
Humedad (H <sub>2</sub> O)*****	mg/m <sup>3</sup>	--	65	ASTM D 1142 ISO 6327
Contenido de licuables a partir del propano (C <sub>3</sub> )*****	l/m <sup>3</sup>	--	0,045	ASTM D 1945 ISO 6975
O bien temperatura de rocío de hidrocarburos de 1 a 8 000 kPa	K (°C)	--	271,15(-2)	ASTM D 1142 ASTM D 1945 ISO 6975
Metanos	%	80		

\*Sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S). Compuesto químico presente en bajas cantidades en el gas natural seco, el cual, no solo tiene una gran acción corrosiva sobre el material de las tuberías (ante la presencia de un alto contenido de vapor de agua), sino que además es un contaminante de alta toxicidad para el ser humano (10 ppmv es el límite permisible de exposición –Occupational Safety and Health Administration 1990-, 150ppmv provocan la pérdida del olfato y más de 500 ppmv pueden ocasionar la muerte –National Safety Council 1982-).

\*\*Azufre (S). Compuesto químico presente en bajas cantidades en el gas natural en la forma de compuestos sulfurados orgánicos e inorgánicos como el sulfuro de carbonilo (COS), disulfuro de carbono (CS<sub>2</sub>), los tioéteres (RSR), los tioácidos (RCOSH), los sulfóxidos (RSOR), las sulfonas (RSO<sub>2</sub>R) y los mercaptanos (RSH). La concentración de este elemento y sus formas químicas debe reducirse por sus propiedades altamente corrosivas y porque en la combustión son generadores de óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>) considerados como componentes de la lluvia ácida.

\*\*\*Oxígeno (O<sub>2</sub>). Elemento químico presente en bajas cantidades en el gas natural seco, que debe controlarse para evitar corrosión en tuberías de acero en presencia de humedad. Se debe tener en cuenta el efecto del oxígeno junto con el sulfuro de hidrógeno en la corrosión del cobre de los sistemas domiciliarios.

\*\*\*\*Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Compuesto químico inerte presente en el gas natural seco, en ausencia o en muy bajo contenido de vapor de agua no es corrosivo. Sin embargo, en presencia de vapor de agua forma el ácido carbónico que produce corrosión en los sistemas de tuberías metálicas. Actúa como producto inerte reduciendo el contenido calórico del gas en su utilización como combustible.

\*\*\*\*\*Humedad (H<sub>2</sub>O). Contenido de vapor de agua en el gas natural seco, en altas concentraciones provoca perjuicios en el sistema de tuberías para el transporte. Forma hidratos que pueden obstruir parcial o totalmente el gasoducto. Asimismo, por reacción química con el dióxido de carbono y/o el sulfuro de hidrógeno también presentes en el gas forma ácidos que tienen acción corrosiva sobre el material. Es importante por lo tanto su deshidratación.

\*\*\*\*\*Los hidrocarburos condensables. Son productos que durante el transporte, dependiendo de la presión y la temperatura de operación, pueden condensar reduciendo la sección útil de la tubería, generando pérdidas de carga y potencia; como así también errores en los sistemas de medición e inconvenientes diversos en los sistemas de regulación y distribución. Por estas razones es importante la medición del punto de rocío de hidrocarburos.

## 6. REQUISITOS COMPLEMENTARIOS

6.1 El transporte, almacenamiento y manejo del gas natural debe realizarse de conformidad con lo establecido en la NTE INEN 2 266 y las establecidas por los organismos de control en su ámbito de competencia.

6.2 La comercialización se realizará en m<sup>3</sup>, sus múltiplos y submúltiplos (litros), de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 2007-76 del Sistema Ecuatoriano de la Calidad.

(Continúa)

## 7. INSPECCIÓN

### 7.1 Muestreo

7.1.1 El muestreo debe realizarse de acuerdo a la Norma ISO 10715.

### 7.2 Aceptación y rechazo

7.2.1 En la muestra extraída se efectuarán los ensayos indicados en el numeral 5 de esta norma.

7.2.2 Si la muestra ensayada no cumple con uno o más de los requisitos establecidos en el numeral 5 de esta norma, se rechazará el lote correspondiente.

(Continúa)

**Anexo III. Norma API INEN 2 319/2009**



**INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN**

Quito - Ecuador

---

---

**NORMA TÉCNICA ECUATORIANA**

**NTE INEN 2 319:2001**

---

**PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO,  
DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD API.**

**Primera Edición**

PETROLEUM PRODUCTS. DETERMINATION OF THE API DENSITY.

First Edition

---

DESCRIPTORES: Derivados del petróleo, método de ensayo, determinación de la densidad API.  
FE 02.02-330  
CDU: 662.763  
CIU: 3630  
ICB: 76.160.20

<p><b>Norma Técnica                  Ecuatoriana                  Voluntaria</b></p>	<p><b>PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO.                  DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD API.</b></p>	<p><b>NTE INEN                  2 319-2001                  2001-11</b></p>
<p style="text-align: center;"><b>1. OBJETO</b></p> <p>1.1 Esta norma establece el procedimiento para determinar la Densidad API del petróleo y sus derivados, por medio del hidrómetro de vidrio.</p> <p style="text-align: center;"><b>2. ALCANCE</b></p> <p>2.1 Esta norma se aplica al petróleo crudo y sus derivados líquidos, cuya presión de vapor Reid es igual o menor a 180 kPa, (26 psi). Ver NTE INEN 928.</p> <p>2.2 Esta norma no se aplica a productos que no sean hidrocarburos, o hidrocarburos esencialmente puros, tales como aromáticos.</p> <p style="text-align: center;"><b>3. DEFINICIONES</b></p> <p>3.1 <b>Densidad API.</b> (Ver nota 1). Es una escala arbitraria relacionada con la densidad relativa del petróleo y determinada a 15,6/ 15,6°C (60/ 60°F), definida por la ecuación siguiente:</p> $^{\circ} \text{API} = \frac{141,5}{\text{Densidad Relativa (15,6/15,6}^{\circ}\text{C)}} - 131,5$ <p style="text-align: center;"><b>4. DISPOSICIONES GENERALES</b></p> <p>4.1 Los hidrómetros son instrumentos de vidrio delicados y precisos. Antes de su primer uso y posteriormente, al menos cada tres meses, deben ser contrastados con patrones certificados. (Ver nota 2).</p> <p>4.2 En lugares donde se disponga de un termohidrómetro (hidrómetro con termómetro incorporado), no es necesario disponer de un termómetro adicional.</p> <p>4.3 Mantener el vástago limpio y fuera del líquido.</p> <p style="text-align: center;"><b>5. MÉTODO DE ENSAYO</b></p> <p>5.1 <b>Resumen.</b> Se fundamenta en el principio de que la densidad de un líquido, varía directamente con la profundidad de la inmersión de un cuerpo que se encuentra flotando en éste. El cuerpo flotante graduado en unidades de gravedad API, se denomina hidrómetro API.</p> <p><small>NOTA 1. La densidad API, corresponde al término Inglés de Gravedad API.</small></p> <p><small>NOTA 2. Cada hidrómetro tiene una marca o distintivo en el vidrio del vástago en la parte superior que coincide con el fin de la escala de papel. Examinar cuidadosamente el instrumento antes de cada ensayo para ver si la escala no ha sido desplazada; si ha sido desplazada no se debe utilizar el hidrómetro. En general, se debe chequear el aspecto exterior del hidrómetro a fin de verificar que se encuentre en buenas condiciones de operación.</small></p> <p style="text-align: right;"><i>(Continúa)</i></p> <p><small>DESCRIPTORES. Derivados del petróleo, método de ensayo, determinación de la densidad API.</small></p>		

Instituto Ecuatoriano de Normalización, INEN - Casilla 17-01-3999 - Baquerizo 464 y Ave. 6 de Diciembre - Quito-Ecuador - Prohibida la reproducción

## 5.2 Equipo

5.2.1 Hidrómetro de vidrio, graduado en décimas de grados API de acuerdo con las especificaciones de la norma ASTM E 100, ver tabla 1, o con especificaciones de hidrómetros para petróleo, del Instituto Americano del Petróleo.

TABLA 1. Especificaciones para hidrómetros

Identificación	Tipo Series	Rango de grados API		Escala	
		Total de Unidad	Cada	División	Error
-1 H a 10 H	Plano largo	- 101 a 101	12	0,1	0,1
21 H a 40 H	Plano corto	0 a 101	8	0,1	0,1
51 H a 60 H	Termo	- 1 a 101	12	0,1	0,1
71 H a 74 H	Termo	-1 a 41	12	0,1	0,1
*	Termo	15 a 51	8	0,1	0,1

\* Ocho rangos de grados API para termohidrómetros existen disponibles en el país.

5.2.2 Termómetros, con rangos de - 2°C a 102°C (- 5°F a + 215°F), de acuerdo con las especificaciones de la norma ASTM E1 para termómetro 12C (12F) o termómetro 64C (64F) de las especificaciones del Instituto Americano del Petróleo, ver tabla 2.

5.2.3 Cilindros (probetas) del hidrómetro. De metal, vidrio transparente o de plástico. Por conveniencia para verter, el cilindro puede tener un pico en el borde. El diámetro interior debe ser por lo menos 25 mm mayor que el diámetro exterior del hidrómetro que se está utilizando. La altura del cilindro debe ser tal que la longitud de la columna de la muestra que ésta contiene, sea por lo menos 25 mm mayor que la parte del hidrómetro la cual está flotando en la superficie de la muestra. Para efectuar pruebas de campo, un muestreo conveniente debe ser utilizado.

## 6. PREPARACIÓN DE LA MUESTRA

6.1 Una muestra de petróleo crudo o sus derivados a temperatura ambiente, no debe diferir en más de 2,8 °C (5°F) de la temperatura del cilindro del hidrómetro.

6.2 En los casos que sea necesario enfriar muestras volátiles (densidad API mayor que 70) o calentar las viscosas, el cilindro de prueba debe colocarse en un baño que mantenga la temperatura necesaria para la prueba.

6.3 La determinación de la Densidad API se debe efectuar en áreas libres de cualquier corriente de aire. En muchos laboratorios esto puede obligar a la instalación de cubiertas o tabiques protectores.

6.4 Durante el ensayo, el termómetro, el hidrómetro y el cilindro deben mantenerse aproximadamente a la misma temperatura de la muestra.

## 7. PROCEDIMIENTO

7.1 Para pruebas de arbitraje, utilizar hidrómetros de tipo plano largo (1H a 10H); para pruebas de campo utilizar termohidrómetros.

7.2 Ajustar la temperatura de la muestra de acuerdo con la tabla 2; para pruebas de campo se pueden utilizar otras temperaturas que no sean las indicadas en la tabla 2. Mantener el cilindro del hidrómetro aproximadamente a la misma temperatura de la muestra que se está analizando.

(Continúa)

7.3 Verter la muestra en un cilindro limpio, sin agitar ni salpicar hasta que se recoce un poco del líquido, evitar la formación de burbujas de aire para reducir al mínimo la evaporación de los constituyentes de puntos de ebullición más bajos de las muestras más volátiles. Precaución. (Ver nota 3).

**TABLA 2. Condiciones límites y temperaturas de análisis**

Tipo de muestra	Límites de densidad	Límites de punto inicial de ebullición	Otros límites	Temperatura de análisis
Altamente volátil	Más livianos que 70 °API			Enfriar a 2°C (35°F)
Moderadamente volátil	Más pesados que 70°API	Menores a 120°C (250°F)		Enfriar a 18°C (65°F)
Moderadamente volátil y viscosa	Más pesados que 70°API	Menores a 120°C (250°F)	Viscosidad demasiada alta a 18°C (65°F)	Calentar a temperatura mínima hasta fluidez suficiente
No volátil	Más pesados que 70 °API	Alrededor de 120°C (250°F)		Cualquier temperatura entre -18°C y 90°C (0°F y 195°F)
Mezclas de productos no derivados del petróleo o hidrocarburos esencialmente puros				15,56°C± 0,1°C (60°F± 0,25°F)

7.4 Para muestras más volátiles, transferir al cilindro del hidrómetro, mediante un sifón. (Ver nota 4).

7.5 Utilizar un aspirador de bulbo de caucho. Remover con papel secante cualquier burbuja de aire que se forme en la superficie de la muestra, antes de introducir el hidrómetro. Para pruebas de campo, medir la densidad directamente en la muestra.

7.6 Colocar el cilindro que contiene la muestra en posición vertical en lugares libre de corrientes de aire. Tener mucho cuidado para evitar que la temperatura de la muestra, varíe apreciablemente durante el análisis. Durante este período, la temperatura media de los alrededores, no debe cambiar en más de 2°C (5°F).

7.7 Introducir el hidrómetro suavemente en el interior de la muestra y cuando esté estable, bajar dos divisiones de la escala en el interior del líquido y soltar. Mantener el resto del vástago seco, así como el líquido innecesario sobre el vástago para evitar cambios del peso efectivo del hidrómetro, dejar que alcance su posición de equilibrio flotando libremente, sin topar las paredes del cilindro del hidrómetro. Dar suficiente tiempo para que el hidrómetro llegue a permanecer completamente estacionario y libre de burbujas en la superficie. Esto es particularmente necesario en el caso de muestras más viscosas.

NOTA 3. Precaución. Extremadamente inflamable. Los vapores pueden causar fuego.

NOTA 4. Precaución. No realizar el traspaso por sifoneo, mediante la boca.

(Continúa)

7.8 Cuando el hidrómetro alcance el equilibrio flotando libremente y la temperatura de la muestra se mantenga constante a  $0,1^{\circ}\text{C}$  ( $0,2^{\circ}\text{F}$ ), leer el hidrómetro a la división de la escala más cercana. Determinar este punto colocando el ojo ligeramente por debajo del nivel de líquido e incrementar lentamente hasta la superficie, primeramente observará una elipse distorsionada. La lectura correcta es el punto de la escala del hidrómetro en la cual la superficie del líquido corta la escala.

7.9 Para efectuar lecturas en líquidos no transparentes, observar el punto en la escala del hidrómetro en la cual la muestra tiene su punto más alto sobre su superficie principal colocando el ojo ligeramente sobre la superficie plana del líquido, de lo cual se determina que la lectura requiere de una corrección. Para determinar la corrección para el hidrómetro en uso, observar la altura sobre la superficie principal del líquido en la cual la muestra crece sobre la escala del hidrómetro cuando el hidrómetro en cuestión está inmerso en un líquido transparente, y tiene una tensión superficial, similar a la muestra que se está analizando.

7.10 Observar la lectura de la temperatura de la muestra lo más cercana a  $0,1^{\circ}\text{C}$  ( $0,25^{\circ}\text{F}$ ), inmediatamente antes y después de observar la densidad; al efectuar la lectura de la temperatura, el líquido en el cilindro debe ser cuidadosamente agitado con el termómetro, (Ver nota 5), manteniendo el bulbo completamente sumergido. Si esas temperaturas difieren en más de  $0,5^{\circ}\text{C}$  ( $1^{\circ}\text{F}$ ), repetir las observaciones de temperatura y densidad, hasta cuando la muestra sea más estable; anotar el valor de la media de las lecturas del termómetro, antes y después de la lectura.

## 8. CALCULOS

8.1 Para determinar la densidad en líquidos opacos, utilizar el procedimiento dado en el numeral 7.9, efectuar la corrección a partir de la lectura del hidrómetro.

8.2 Corregir las lecturas del hidrómetro a  $15,56^{\circ}\text{C}$  ( $60^{\circ}\text{F}$ ), utilizando las tablas 5A o 5B, de la Guía D 1250

## 9. INFORME DE RESULTADOS

9.1 El informe de resultados debe contener los siguientes datos:

- a. Identificación de la muestra.
- b. Nombre y firma del analista.
- c. Temperatura de ensayo
- d. Densidad API a la temperatura de ensayo.
- e. Densidad API o grados API corregida a  $15,56 / 15,56^{\circ}\text{C}$  ( $60/60^{\circ}\text{F}$ ).
- f. Lugar, fecha y hora

## 10. ERRORES DE MÉTODO

10.1 La precisión de este método se obtiene mediante análisis estadísticos de resultados de interlaboratorios, de la manera siguiente:

10.1.1 *Repetibilidad.* La diferencia entre resultados obtenidos por el mismo operador, con los mismos equipos, bajo condiciones de operación constantes, con idéntico material, no deberá a lo largo del análisis, en condiciones de operación normal y correcta, exceder en  $0,2^{\circ}\text{API}$ . Se deben considerar erróneos los resultados obtenidos por un mismo operador, que difieran en más de  $0,2^{\circ}\text{API}$ , solamente en un caso en veinte.

NOTA 5. Cuando se utilice termohidrómetros, agitar la muestra cuidadosamente, subiendo y bajando el hidrómetro. Esto es recomendable en el caso de leer las escalas del termómetro, después de que las lecturas del hidrómetro hayan sido observadas. Leer el termómetro lo más cercano a  $0,5^{\circ}\text{C}$  ( $1^{\circ}\text{F}$ ).

(Continúa)

**10.1.2 Reproducibilidad.** La diferencia entre dos simples e independientes resultados, obtenidos por diferentes operadores, trabajando en diferentes laboratorios en una misma muestra, no deberá a lo largo del análisis, en la operación normal y correcta exceder en 0,5 API, solamente en un caso en veinte.

]

*(Continúa)*



**APÉNDICE Z****Z.1 DOCUMENTOS NORMATIVOS A CONSULTAR**

Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 928:1999	<i>Productos de Petróleo. Determinación de la presión de vapor Reid.</i>
Norma ASTM Designation E 100-95	<i>Standard Specification for ASTM Hydrometer.</i>
Norma ASTM Designation E 1-95	<i>Standard Specification for ASTM Thermometers.</i>
Norma ASTM Standard Guide 1250	<i>For Petroleum Measurement Tables.</i>

**Z.2 BASE DE ESTUDIO**

NORMA ASTM D 287-92 *Standard Test Method for API Gravity of Crude and Petroleum Products (Hydrometer Method).* American Society for Testing and Materials. Philadelphia, 1995.

# Anexo IV. Ficha Técnica del Motor

**DATASHEET**

**COMBUSTION ENGINE GENSET 7**

Registro  
**COMBUSTION ENGINE GENSET 7**  
01/12/2012

GE-3007

PLANTA  
LOCALIZACIÓN

SPF  
GENERACION A GAS Y DIESEL SPF-PLANTA.

TAO  
IND

GE-3007

**DATOS DE FABRICACIÓN GENSET**

MARCA	DRESSER WALKERHA POWER SYSTEMS	MODELO	VFP71060B
SERIAL	C-5029-2016	DATE	14/97

**INFORMACIÓN TÉCNICA GENSET**

WEIGHT	1600 KGS	HP/VA	1800
PHASE	3	VOLTS	480/500
1Z	80	FF	9.6
CURY	CONTINUOUS	KA	1000
KVA	1375 K	MAF5	180
MAXIMUM ALTITUDE	240 METERS	MAXIMUM AMBIENT TEMP	38 DEG C
ENGINE SERIAL	GEN-5103	ENGINE-ATOR SERIAL NO	126402

**DATOS DE FABRICACIÓN COMBUSTION ENGINE**

SERIAL	C-48849	MODELO	L70430H
MARCA	HAUERSHA	DATE	18/97

**INFORMACIÓN TÉCNICA COMBUSTION ENGINE**

LEN. VAL	100 (6) 8L000 57.5	IGN. TURBO T/DCE	12
CRANKSH. CON-SOUR. TO FUEL SYSTEM	V19 8 valves 2 cycle NATURAL GAS	ASPIRATION	TURBO-CHARGED
ROVER II	1400 HP 1113 KW	ROTATION	COUNTER CLOCKWISE

**LUBRICATION SYSTEM**

Oil PAN INC. FUEL SYSTEM	DAP 45 galons (1703 liter)	Oil SYSTEM	74 MCR60
CONTR. VALVE	1807 F (80° C)	Pressure REGULAT. IN OIL PAN	56 x 5 (4)
Oil FILTER INC. VALVE	6 A 80 PSI	Pressure REGULAT. IN TURBO	56 x 5 (4)

**INFORMACIÓN TÉCNICA COMBUSTION ENGINE**

3000 FT (914 M)	ALTITUDE LIMIT	81	VALVE CLEARANCE	1187 / 1146	EXHAUST HPD	1200 ppm
80 gal (304 L)	FUEL CAPACITY	8 P (21mm)	VALVE CLEARANCE	24-25 (118-3454)	CONTROL SYSTEM	WOODWARD ES-3P

**FUEL SYSTEM**

MAX. FUEL GAS PRESSURE	14.5 PSIG (1.01 BAR)	VALVE CLEARANCE	24-25 (118-3454)
CONTROL SYSTEM	WOODWARD ES-3P	VALVE CLEARANCE	24-25 (118-3454)

**IGNITION SYSTEM**

INTERNAL ENGINE	HAUERSHA	VALVE CLEARANCE	24-25 (118-3454)
SPARK PLUGS	1400 HP 1113 KW	VALVE CLEARANCE	24-25 (118-3454)

**TRANSMISIÓN DE POTENCIA**

ACOPLE DIRECTO	SI	NO	CONJUNTO	SI	NO	CONJUNTO	SI	NO
----------------	----	----	----------	----	----	----------	----	----

## Anexo V. Acuerdo Ministerial 091

### ACUERDO No. 091 - LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES PARA EMISIONES A LA ATMÓSFERA PROVENIENTES DE FUENTES FIJAS PARA ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS

#### EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS

##### Considerando:

Que la Constitución Política de la República del Ecuador, faculta a los ministros de Estado, expedir normas, acuerdos y resoluciones que requiera la gestión ministerial, por lo tanto, el Ministerio de Energía y Minas está facultado para fijar los límites permisibles en las actividades hidrocarburíferas para disminuir los efectos que producen los diferentes tipos de emisiones a la atmósfera;

Que en el Libro VI, Anexo 3, numeral 4.1.2.3 de la Norma de Emisiones al Aire desde Fuentes Fijas de Combustión, del Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria del Ministerio del Ambiente, indica que, la entidad ambiental de control utilizará los límites máximos permisibles de emisiones indicados en las tablas 1 y 2 para fines de elaborar su respectiva norma;

Que de acuerdo con el artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos, el Ministro de Energía y Minas es el funcionario encargado de la ejecución de la política de hidrocarburos, así como de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos, para lo cual, está facultado a dictar los reglamentos y disposiciones que se requieran;

Que mediante Decreto Ejecutivo No. 1215, publicado en el Registro Oficial No. 265 de 13 del febrero del 2001, se promulgó el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, en el cual se establecieron parámetros y valores referenciales para el control y monitoreo de emisiones a la atmósfera;

Que con Acuerdo Ministerial No. 071, publicado en el Registro Oficial No. 153 del 22 de agosto del 2003, el Ministerio de Energía y Minas, fijó los límites máximos permisibles para emisiones a la atmósfera proveniente de fuentes fijas para actividades hidrocarburíferas;

Que dentro del control y monitoreo de emisiones a la atmósfera, la realización del monitoreo de hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs) y compuestos orgánicos volátiles (COVs), se presentó dificultades operativas por deficientes definiciones y estandarización en las normas exigidas por el citado reglamento ambiental;

Que para efectos de la aplicación del Acuerdo Ministerial No. 071, citado, se evidenciaron inexactitudes en las definiciones, las cuales han dado lugar a interpretaciones subjetivas en los reportes de monitoreo;

Que el Director Nacional de Protección Ambiental, mediante memorando No. 163-DINAPA-CSA-2006 del 2 de marzo del 2006, emite informe sobre el estudio técnico de revisión y evaluación de los reportes de monitoreo de emisiones a la atmósfera, presentados por las operadoras hidrocarburíferas, durante el tiempo de vigencia del Acuerdo Ministerial 071 que fijó los límites máximos permisibles para emisiones a la atmósfera proveniente de fuentes fijas para actividades hidrocarburíferas; recomendando, reformar la indicada regulación y someter a consulta pública el proyecto de reforma en cumplimiento del artículo 4 de la Ley de Gestión Ambiental;

Que mediante oficio circular No. 0321-SPA-DINAPA-CSA 603190 del 10 de marzo del 2006, la Subsecretaría de Protección Ambiental, consultó con la industria e instituciones de los sectores público y privado involucrados en la temática, el proyecto de reforma de la regulación para la fijación de dichos límites permisibles, y cuyas observaciones, fueron consideradas dentro de un proceso de evaluación técnica;

Que mediante memorando No. 1044 SPA-DINAPA-CSA-2006 del 26 de septiembre del 2006, la Subsecretaría de Protección Ambiental, solicitó de la Dirección de Procuraduría Ministerial, pronunciamiento sobre el proyecto de acuerdo ministerial que reforma los límites máximos permisibles para emisiones a la atmósfera proveniente de fuentes fijas para actividades hidrocarburíferas;

Que con memorando No. 1196 DPM-AJ de 15 de noviembre del 2006 la Dirección de Procuraduría Ministerial, emitió informe favorable sobre este acuerdo ministerial, y recomendó, salvo el mejor e ilustrado criterio del señor Ministro de Energía y Minas, fijar los límites máximos permisibles para emisiones a la atmósfera provenientes de fuentes fijas para actividades hidrocarburíferas y derogar el Acuerdo Ministerial No. 071, publicado en el Registro Oficial No. 153 del 22 de agosto del 2003; y,

En ejercicio de las facultades conferidas por el numeral 6 del artículo 179 de la Constitución Política de la República del Ecuador, los artículos 6 y 9 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 17 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva,

Acuerda:

**FIJAR LOS LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES PARA EMISIONES A LA ATMÓSFERA PROVENIENTES DE FUENTES FIJAS PARA ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS**

Art. 1.- Límites permisibles.- Se fijan los valores máximos permisibles de emisiones a la atmósfera para los diferentes tipos de fuentes de combustión, en función de los tipos de combustible utilizados y de la cantidad de oxígeno de referencia atinente a condiciones normales de presión y temperatura, y en base seca, conforme las tablas 1, 2, 3 y 4. En aquellos casos donde se utilicen mezclas de combustibles, los límites aplicados corresponderán al del combustible más pesado.

Tabla 1.- Límites máximos permitidos para emisiones de calderos, hornos y calentadores.

Contaminante(mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>a</sup>	Tipo de combustible
	GLP o GasDieselBunker o crudo
Material Particulado (MP)	N.A.150150
Óxidos de Carbono (CO)	N.A.5050
Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	400550, 700*550, 700*
Óxidos de Azufre (SO <sub>2</sub> )	3016501650
HAPs	0,10,10,1
COVs	51010

a) Expresado al 7% de O<sub>2</sub>, en condiciones normales y en base seca.

\* instaladas y operando antes de enero del 2003.

Tabla 2.- Límites máximos permitidos para emisiones de motores de combustión interna.

Contaminante (mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>a</sup>	Tipo de combustible
	GLP o Gas Diesel Bunker o crudo
Material Particulado (MP)	N.A.100150
Óxidos de Carbono (CO)	N.A.1500150
Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	140020002000
Óxidos de Azufre (SO <sub>2</sub> )	307001500
HAPs	0,10,10,1
COVs	51010

a) Expresado al 15% de O<sub>2</sub>, en condiciones normales y en base seca.

Tabla 3.- Límites máximos permitidos para emisiones de turbinas.

Contaminante (mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>a</sup>	Tipo de combustible
	GAS / GLPDIESEL JP 1
Material Particulado (MP)	N.A.50, 150*
Óxidos de Carbono(CO)	N.A.150
Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	125, 300*165, 400*
Óxidos de Azufre (SO <sub>2</sub> )	30700
HAPs	0,10,1
COVs	510

a) Expresado al 15% de O<sub>2</sub>, en condiciones normales y en base seca.

\* Instaladas y operando antes de enero del 2003.

Tabla 4.- Límites máximos permitidos para incineradores operados por los sujetos de control.

Contaminante (mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>a</sup>	Límite permitido
Material Particulado (MP)	70
Óxidos de Carbono (CO)	196
Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	796
Óxidos de Azufre (SO <sub>2</sub> )	57
HAPs	0,1
COVs	2

a) Expresado al 7% de O<sub>2</sub>, en condiciones normales y en base seca.

mg/Nm<sup>3</sup>: Expresado como miligramos de contaminante por metro cúbico de gas seco y referido a condiciones normales de temperatura y presión.

MP: Material particulado muestreado isocinéticamente y medido gravimétricamente.

NO<sub>x</sub>: Medidos por separado NO y NO<sub>2</sub>. Expresado y calculado como NO<sub>2</sub>, según la ec. 1.

$$\text{mg/Nm}^3 \text{ NO}_x = (\text{ppm NO} + \text{ppm NO}_2) \times 2,05 \text{ ec. 1}$$

COVs: Es la fracción de BETX medidos por cromatografía. Se expresan como mgC/Nm<sup>3</sup>. Usar el factor 0,4393 para expresarlos como C equivalente.



HAPs: Es la fracción de fenantreno, pireno y criseno medida mediante cromatografía. Se expresa como mgC/Nm<sup>3</sup>. Usar el factor 0,95 para expresarlos como C equivalente.  
 Art. 2.- Determinación de HAPs.- Para la determinación, el control y el monitoreo de Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAPs) se considerará la suma de fenantreno, pireno y criseno, expresada en miligramos de carbono por metro cúbico de gas seco y referido a condiciones normales de Temperatura (T) y Presión (P) y al porcentaje de Oxígeno (O<sub>2</sub>) que indiquen las tablas correspondientes. La determinación analítica de este parámetro se realizará mediante lo establecido en la siguiente tabla (tabla 5).

Tabla 5.- Métodos de muestreo y medición de emisiones de combustión.

PARÁMETRO	MÉTODO DE MUESTREO	INSTRUMENTOS	DE	MEDICIÓN
PRINCIPIO DE DETERMINACIÓN				
UBICACIÓN DE PUERTOS	EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 1	Calibrador y cinta métrica		1 ó 1 A
VELOCIDAD	EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 2	Pitot y manómetro diferencial inclinado		
HUMEDAD	EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 4	Tren de borboteo		
		Condensación del agua y pesaje		
PRESIÓN	EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 2	Pitot estático y manómetro diferencial de presión		
TEMPERATURA	EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 2	Termopar tipo K		
		Potenciometría		
MATERIAL PARTICULADO	Chimeneas, de diámetros > 30 cm: EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 5 Chimeneas de diámetro < 30 cm: EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 1 A. Para las unidades de la tabla 2 operadas con crudo o bunker, EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 5B	Tren isocinético		
		Succión de 1,25 m <sup>3</sup> de gas, y gravimetría		
OXÍGENO Y DIÓXIDO DE CARBONO (O <sub>2</sub> y CO <sub>2</sub> )	EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 3	ORSAT o SE		
		Extracción de un volumen de gas y absorción en soluciones Orsay		
MONÓXIDO DE CARBONO (CO)	CTM-30, CTM -22 EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 10	SE, NDIR o GC		
		Extracción de un volumen de gas y análisis electroquímico		
DIÓXIDO DE NITRÓGENO (NO <sub>2</sub> ) Y MONÓXIDO DE NITRÓGENO (NO)	CTM-30, CTM -22			
		Para las unidades de la tabla 2, operadas con crudo o bunker, EPA, Parte 60, Apéndice A, Métodos 7. Colorímetro para la determinación de Nitrato		
		Quimiluminiscencia SE		
		Extracción de un volumen de gas y borboteo en una solución oxidante. O extracción de un volumen de gas y análisis por quimiluminiscencia		
DIÓXIDO DE AZUFRE (SO <sub>2</sub> )	EPA, métodos 6, 6A, 6B o 6C. Para las unidades de la tabla 2, operadas con crudo o bunker, EPA, parte 60, Apéndice A, o método de cálculo ISO 8178-1	NDIR o GC		
		Extracción de un volumen de gas y análisis electroquímico, o cálculo		
COMPUESTO ORGÁNICOS VOLÁTILES (COVs)	EPA, parte 60, Apéndice A, método 30			
		Extracción y preparación de la muestra: ASTM D6196		
		Cromatografía		
		Filtración de un volumen de gas a través de un cartucho con XAD-2. Extracción, cromatografía de gases, análisis con espectroscopia de masas		
HIDROCARBUROS AROMÁTICOS POLICÍCLICOS (HAPs)	Muestreo: EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 23			
		Extracción y preparación de la muestra: ASTM D6209		
		Cromatografía Espectroscopia de Masas		
		Filtración de un volumen de gas a través de un cartucho con Carbotrap o Tenax. Desorción cromatografía de gases, análisis con espectroscopia de masas		

Art. 3.- Determinación de COVs.- Para la determinación de Compuestos Orgánicos Volátiles (COVs) se considerará la medición por separado del Benceno, Etilbenceno, Tolueno y Xileno (BETX). La suma de BETX se expresará en miligramos de carbono por metro cúbico de gas seco y referido a condiciones normales de Temperatura (T) y Presión (P), corregidos al porcentaje de Oxígeno (O<sub>2</sub>) que se indique en la correspondiente tabla. La determinación analítica de este parámetro se realizará mediante lo establecido en la tabla 5 del presente acuerdo.

Art. 4.- Clasificación de fuentes de emisión y frecuencia de monitoreo.-

a) Fuentes que No requerirían del monitoreo de MP, HAPs y COVs:

- Fuentes con potencia menor que 100 kW.

- Fuentes operadas a gas natural o GLP;

b) Fuentes que No requerirían del monitoreo semanal de MP, HAPs y COVs, pero sí la medición semanal de gases (CO, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>):

- Fuentes operadas en las Plataformas de Perforación durante la exploración y/o desarrollo;

c) Fuentes que requerirían del monitoreo trimestral de MP, HAPs y COVs:

- Fuentes operadas en las Plataformas de Perforación en exploración y/o desarrollo.

- Refinerías;

d) Fuentes diferentes a las contempladas en los literales a), b) y c) que requerirían del monitoreo completo de sus parámetros

- Fuentes con potencia activa comprendidas entre 100 kW y 5 MW; y,

e) Fuentes que requerirían del monitoreo "on line" de gases.

- Refinerías Petroleras.

- Plantas de generación eléctrica con potencia activa mayor a 5MW.

Art. 5.- Excepciones.-

a) En los casos contemplados en el artículo 5, literales b), c), d), e), el MP, HAPs y COVs no serán sujetos de monitoreo obligatorio, siempre y cuando el monitoreo de CO demuestre concentraciones inferiores a los límites permisibles que constan en el artículo 2, tablas 1, 2, 3 y 4 del presente acuerdo ministerial. El monitoreo de HAPs y COVs se efectuará en el periodo siguiente al monitoreo en que se detectó el incumplimiento del límite de CO. Además la Dirección Nacional de Protección Ambiental podrá disponer en cualquier momento el muestreo y análisis de estos parámetros de control;

b) Los mecheros verticales y antorchas verticales (vent stack) no estarán obligados al monitoreo de emisiones a la atmósfera debido a impedimentos técnicos para realizar el monitoreo directo, sin embargo se aplicará la ecuación 2, para establecer la altura geométrica mínima que deben cumplir para facilitar la dispersión vertical de contaminantes y de calor.

$$H = 14 \times Q^{0,35} \text{ ec.2}$$

Donde H = altura geométrica de la antorcha en metros.

Q = flujo másico de azufre (S) en Kg/hora calculado a partir de la concentración de H<sub>2</sub>S en el gas crudo;

c) En el caso de nuevas tecnologías de mecheros que no cumplan la condición del artículo 6, literal b), se deberá medir semestralmente la calidad del aire y la temperatura a nivel de receptor en todo su alrededor, debiendo cumplir las Normas Nacionales de Calidad del Aire Ambiente y no superar los 40° C;

d) Quedan eximidos del monitoreo de emisiones los generadores emergentes, motores y bombas contra incendios cuya tasa de funcionamiento sea menor a 300 horas por año. No obstante, si dichas unidades no son sujetas a un mantenimiento preventivo estricto, la Dirección Nacional de Protección Ambiental puede disponer que sean monitoreadas trimestralmente; y,

e) En las fases de almacenamiento, transporte, comercialización, se procederá tal como indica el Anexo 2, Tabla 3 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, referente a la periodicidad de los muestreos y análisis.

Art. 6.- Pórticos o Puertos de Muestreo.- Para la localización de los pórticos o puertos de muestreo se aplicará el método EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 1. Los pórticos pueden ser uniones de 3 pulgadas de diámetro rosca NTP, directamente soldadas a la chimenea. Para el caso de chimeneas con diámetros entre 10 y 30 cm, se aplicará el método EPA, Parte 60, Apéndice A, Método 1 A, para lo cual se instalarán dos pórticos, de preferencia de 1 pulgada de diámetro, instalados uno a continuación de otro y separados al menos 2 diámetros entre sí.

Art. 7.- Métodos de medición y análisis.- Se establecen como obligatorios los métodos estándar establecidos en la tabla 5 del presente acuerdo.

Art. 8.- Formatos.-

a) Los reportes de monitoreo periódico deben presentarse en forma impresa y en formato digital a la Dirección Nacional de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas. Para facilitar la sistematización de la información requerida ésta debe ser remitida por el sujeto de control en un archivo plano (formato .txt). La estructura de este archivo será oportunamente facilitado por la Dirección Nacional de Protección Ambiental;

b) Las fuentes de combustión y mecheros deberán registrarse conforme al formato que oportunamente establezca la Dirección Nacional de Protección Ambiental; y,

c) Los reportes periódicos de monitoreo deberán estar expresados en las unidades del Sistema Internacional de Unidades y deberán sujetarse al formato establecido en el Anexo 1 del presente acuerdo.

Art. 9.- Abreviaciones.- Las siguientes son las abreviaciones utilizadas en el presente acuerdo:

BETX: Benceno, Etilbenceno, Tolueno, Xileno.

COVs: Compuestos Orgánicos Volátiles, medidos por separado como BETX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno) y expresados en mg de carbono por metro cúbico de gas seco referido a condiciones normales de temperatura y presión y corregido al oxígeno de referencia de las tablas 1, 2, 3 ó 4 según corresponda.



Carbotrap: Adsorbente de carbón activo para atrapar COVs.

EPA: Agencia de Protección Ambiental de los EE.UU.

GC: Cromatografía de gases.

Nm3: Metro cúbico de gas de chimenea seco y referido a condiciones normales de Temperatura (T) y Presión (P).

HAPs: Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos y expresados en mg de carbono por metro cúbico de gas seco referido a condiciones normales de temperatura y presión y corregido al Oxígeno de Referencia de las tablas 1, 2, 3 ó 4 según corresponda.

KW: Potencia de salida del equipo calculada y expresada en KW.

mg/Nm3: Miligramos de contaminante por metro cúbico de gas seco, a condiciones normales.

MS: Espectroscopía de Masas.

NDIR: Detector Infrarrojo no Dispersivo.

ORSAT: Método de análisis para el oxígeno y el dióxido de carbono.

MP: Material particulado.

% de O2: Corrección de la concentración del contaminante gaseoso a una dilución constante de Oxígeno de Referencia.

SE: Sensores Electroquímicos.

Tenax: Resina adsorbente selectiva de COVs.

XAD-2: Resina selectiva para atrapar HAPs.

#### GLOSARIO DE TÉRMINOS:

CONDICIONES NORMALES: Una atmósfera de presión y Cero grados centígrados.

COVs: (Compuestos Orgánicos Volátiles) (siglas en inglés: VOCs): Los Compuestos Orgánicos Volátiles son aquellos hidrocarburos que participan en las reacciones fotoquímicas atmosféricas (excluyéndose el CO, CO metano, etano, etileno y otras, de bajo punto de ebullición), que incluyen el benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BÉTX).

HAPs: Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos que se generan en procesos de combustión incompleta de los hidrocarburos. Los HAPs más carcinógenos y comunes se tienen el fenantreno, pireno y criseno.

ÍNDICE DE ISOCINETISMO: Relación entre la velocidad de succión en la boquilla y la velocidad del gas en la chimenea. El margen de error aceptado para validar los resultados del muestreo de Material Particulado (MP) es del  $\pm 10\%$ .

**MATERIAL PARTICULADO (MP):** Es toda materia sólida acarreada por el gas de la chimenea (hollín, ceniza u óxidos) que se muestrea en filtros de fibra de vidrio o cuarzo. Para este ensayo se considerará todo el material sólido en forma de hollín, óxidos o azufre que puedan ser emitidos por una chimenea.

**MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA:** Son aquellos motores que están acoplados a: generadores eléctricos, compresores o bombas.

**MUESTREO ISOCINÉTICO:** Es la extracción de un volumen de por lo menos 1,25 metros cúbicos de muestra gaseosa (equivale aproximadamente a 1 hora de muestreo continuo) desde el interior de un tramo recto de la chimenea. El muestreo debe realizarse asegurando que en cada punto del muestreo, la velocidad en la boquilla de succión posee la misma velocidad de los gases que ascienden por el interior de la chimenea en dicho punto.

Nivel de emisión corregido = Nivel de emisión medido x f

Donde:

ec.3

**ORSAT:** Métodos de análisis de oxígeno y dióxido de carbono basados en la absorción de éstos en soluciones químicas.

**OXÍGENO DE REFERENCIA:** Cálculo de la concentración del gas contaminante referido a una dilución constante de referencia.

**PITOT:** Sonda constituida por dos tubos que transmiten las presiones diferenciales, estática y de impacto, imperantes en el interior de una chimenea en operación.

**PRESIÓN DIFERENCIAL (P):** Es la diferencia de presión que existe entre las presiones de impacto y la estática (P1-P2).

**PRESIÓN ESTÁTICA (P2):** Es la presión manométrica que existe en la pared interna de la chimenea. Puede tomar valores positivos o negativos dependiendo de si existe tiro o sobrepresión.

**PRESIÓN DE IMPACTO (P1):** Es la presión de choque o de impacto que se recibe en el orificio del pitot que se halla expuesto de frente al flujo del gas.

**PRESIÓN BAROMÉTRICA:** Es la presión atmosférica.

**PRESIÓN ABSOLUTA:** Es la suma de la presión barométrica más la presión estática.

**PUERTO DE MUESTREO:** También denominado pórtico, es un agujero realizado en un tramo recto de la chimenea desde donde se realiza la medición de velocidad, el muestreo de MP, la medición de la composición de gases y el muestreo de HAPs y COVs. La localización de los pórticos debe cumplir lo establecido por la EPA, Parte 60, Apéndice A, métodos 1 ó 1 A.

**PUNTO DE MUESTREO:** Sitio localizado en el interior de la chimenea al cual se accede a través del pórtico. En cada punto se deben medir las presiones de impacto y las diferenciales, así como el análisis del gas y la succión de la proporción de gas para la captura del MP. El número de puntos de succión se define en función de la

localización de las perturbaciones anterior y posterior al pórtico y del diámetro de la chimenea.

#### DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Hasta dentro de 90 días desde la publicación del presente acuerdo ministerial, todas las fuentes de combustión, incluidas aquellas definidas en el artículo 5 del presente acuerdo y que no se hayan reportado todavía a la Dirección Nacional de Protección Ambiental como punto de monitoreo, deberán registrarse en la Dirección Nacional de Protección Ambiental conforme el literal b) del artículo 9 del presente acuerdo ministerial, registro que está sujeto al pago de derechos por servicios de control, de acuerdo a lo establecido en el Acuerdo Ministerial No. 025, publicado en el Registro Oficial No. 113 de 28 de septiembre del 2005, o el que se emita en su lugar. Para aquellas chimeneas que se han reportado anteriormente a la Dirección Nacional de Protección Ambiental, deberá actualizarse la información sobre la base del literal b) del artículo 9, sin que esta actualización de información genere una nueva obligación de pago de derechos por servicios.

SEGUNDA.- Hasta 24 meses a partir de la publicación del presente acuerdo, la Subsecretaría de Protección Ambiental evaluará y revisará nuevamente los valores de límites permisibles para CO, HAPs y COVs. En este período, cualquier incumplimiento de dichos valores por parte de los sujetos de control no será motivo de sanción.

TERCERA.- Los límites establecidos en la tabla 4 serán considerados transitorios, mientras se espera la publicación de la Norma Nacional para Incineradores.

Art. final.- Este acuerdo ministerial rige a partir de la fecha de su publicación en el Registro Oficial, de su ejecución encárguese el señor Subsecretario de Protección Ambiental; y, deroga, el Acuerdo Ministerial No. 071, publicado en el Registro Oficial No. 153 del 22 de agosto del 2003.

Comuníquese y publíquese.

Dado, en Quito, Distrito Metropolitano, a 18 de diciembre del 2006.

#### FUENTES DE LA PRESENTE EDICIÓN DEL ACUERDO QUE FIJA LOS LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES PARA EMISIONES A LA ATMÓSFERA PROVENIENTES DE FUENTES FIJAS PARA ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS

1.- Acuerdo 091 (Registro Oficial 430, 4-I-2007).

## Anexo VI. Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundario

### NORMA DE EMISIONES AL AIRE DESDE FUENTES FIJAS DE COMBUSTION

#### 0 INTRODUCCIÓN

La presente norma técnica es dictada bajo el amparo de la Ley de Gestión Ambiental y del Reglamento a la Ley de Gestión Ambiental para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental y se somete a las disposiciones de éstos, es de aplicación obligatoria y rige en todo el territorio nacional.

La presente norma técnica determina o establece:

- Los límites permisibles, disposiciones y prohibiciones para emisiones de contaminantes del aire hacia la atmósfera desde fuentes fijas de combustión.
- Los métodos y procedimientos destinados a la determinación de las cantidades emitidas de contaminantes del aire desde fuentes fijas de combustión.

#### 1 OBJETO

La presente norma tiene como objetivo principal el preservar o conservar la salud de las personas, la calidad del aire ambiente, el bienestar de los ecosistemas y del ambiente en general. Para cumplir con este objetivo, esta norma establece los límites permisibles de emisiones al aire desde diferentes actividades. La norma provee los métodos y procedimientos destinados a la determinación de las emisiones al aire que se verifiquen desde procesos de combustión en fuentes fijas. Se provee también de herramientas de gestión destinadas a promover el cumplimiento con los valores de calidad de aire ambiente establecidos en la normativa pertinente.

#### 2 DEFINICIONES

Para el propósito de esta norma se consideran las definiciones establecidas en el Reglamento a la Ley de Prevención y Control de la Contaminación, y las que a continuación se indican:

##### 2.1 Aire

O también aire ambiente, es cualquier porción no confinada de la atmósfera, y se define como mezcla gaseosa cuya composición normal es, de por lo menos, veinte por ciento (20%) de oxígeno, setenta y siete por ciento (77%) nitrógeno y proporciones variables de gases inertes y vapor de agua, en relación volumétrica.

##### 2.2 Celda electroquímica

Parte del sistema de medición de emisiones, mediante analizador portátil de gases, que mide el gas de interés y genera una salida proporcional a la concentración de dicho gas.

### **2.3 Chimenea**

Conducto que facilita el transporte hacia la atmósfera de los productos de combustión generados en la fuente fija.

### **2.4 Combustión**

Oxidación rápida, que consiste en una combinación del oxígeno con aquellos materiales o sustancias capaces de oxidarse, dando como resultado la generación de gases, partículas, luz y calor.

### **2.5 Combustibles fósiles**

Son aquellos hidrocarburos encontrados en estado natural, ejemplos, petróleo, carbón, gas natural, y sus derivados.

### **2.6 Combustibles fósiles sólidos**

Se refiere a las variedades de carbón mineral cuyo contenido fijo de carbono varía desde 10% a 90% en peso, y al coque de petróleo.

### **2.7 Combustibles fósiles líquidos**

Son aquellos derivados del petróleo, tales como petróleo crudo, diesel, búnker, kerosene, naftas.

### **2.8 Combustibles fósiles gaseosos**

Son aquellos derivados del petróleo o del gas natural, tales como butano, propano, metano, isobutano, propileno, butileno o cualquiera de sus combinaciones.

### **2.9 Condiciones normales**

Cero grados centígrados (0 °C) y mil trece milibares de presión (1 013 mbar).

### **2.10 Contaminante del aire**

Cualquier sustancia o material emitido a la atmósfera, sea por actividad humana o por procesos naturales, y que afecta adversamente al hombre o al ambiente.

### **2.11 Contaminantes comunes del aire**



Cualquier contaminante del aire para los cuales se especifica un valor máximo de concentración permitida, a nivel del suelo, en el aire ambiente, para diferentes períodos de tiempo, según la normativa aplicable.

#### **2.12 Contaminación del aire**

La presencia de sustancias en la atmósfera, que resultan de actividades humanas o de procesos naturales, presentes en concentración suficiente, por un tiempo suficiente y bajo circunstancias tales que interfieren con el confort, la salud o el bienestar de los seres humanos o del ambiente.

#### **2.13 Diámetro equivalente**

Para un conducto o chimenea de sección cuadrada, se define con la siguiente expresión:

$$De = \frac{2LW}{(L+W)}$$

donde  $L$  es la longitud y  $W$  el ancho de la sección interior del conducto o chimenea, en contacto efectivo con la corriente de gases.

#### **2.14 Emisión**

La descarga de sustancias en la atmósfera. Para propósitos de esta norma, la emisión se refiere a la descarga de sustancias provenientes de actividades humanas.

#### **2.15 Fuente fija de combustión**

Es aquella instalación o conjunto de instalaciones, que tiene como finalidad desarrollar operaciones o procesos industriales, comerciales o de servicios, y que emite o puede emitir contaminantes al aire, debido a proceso de combustión, desde un lugar fijo o inamovible.

#### **2.16 Fuente fija existente**

Es aquella instalación o conjunto de instalaciones ya sea en operación o que cuenta con autorización para operar, por parte de la Entidad Ambiental de Control, antes de Enero de 2003.

#### **2.17 Fuente fija nueva**

Es aquella instalación o conjunto de instalaciones que ingrese en operación a partir de Enero de 2003.

#### **2.18 Fuente fija modificada**

Se entiende a aquella fuente fija existente que experimenta un incremento en su capacidad operativa y que implica mayores emisiones.

#### **2.19 ISO**

Organización Internacional para la Normalización.

#### **2.20 Línea base**

Denota el estado de un sistema alterado en un momento en particular, antes de un cambio posterior. Se define también como las condiciones en el momento de la investigación dentro de un área que puede estar influenciada por actividades humanas.

#### **2.21 Línea de muestreo**

Es el eje en el plano de muestreo a lo largo del cual se localiza los puntos de medición, y está limitada por la pared interna de la chimenea o conducto.

#### **2.22 Material particulado**

Está constituido por material sólido o líquido en forma de partículas, con excepción del agua no combinada, presente en la atmósfera en condiciones normales.

#### **2.23 Mejor tecnología de control disponible (BACT por sus siglas en inglés)**

Limitación de emisiones al aire basada en el máximo grado de reducción de emisiones, considerando aspectos de energía, ambientales y económicos, alcanzable mediante la aplicación de procesos de producción y métodos, sistemas y técnicas disponibles.

#### **2.24 Micrón**

Millonésima parte de un metro.

#### **2.25 Mínima tasa de emisión posible (LAER por sus siglas en inglés)**

Es la tasa de emisión desde una fuente fija que refleja la limitación de la mayor exigencia en emisiones alcanzable en la práctica.

#### **2.26 Modelo de dispersión**

Técnica de investigación que utiliza una representación matemática y física de un sistema, en este caso el sistema consiste de una o varias fuentes fijas de emisión, de las condiciones meteorológicas y topográficas de la región, y que se utiliza para

predecir la(s) concentración(es) resultante(s) de uno o más contaminantes emitidos desde, ya sea una fuente fija específica o desde un grupo de dichas fuentes. La predicción de concentraciones de contaminantes, a nivel de suelo, para el caso de una o varias fuentes fijas, se especificará para receptores situados al exterior del límite del predio del propietario u operador de la(s) fuente (s) evaluadas.

#### **2.27 Monitoreo**

Es el proceso programado de coleccionar muestras, efectuar mediciones, y realizar el subsiguiente registro, de varias características del ambiente, a menudo con el fin de evaluar conformidad con objetivos específicos.

#### **2.28 Muestreo isocinético**

Es el muestreo en el cual la velocidad y dirección del gas que entra en la zona del muestreo es la misma que la del gas en el conducto o chimenea.

#### **2.29 Nivel de fondo (background)**

Denota las condiciones ambientales imperantes antes de cualquier perturbación originada en actividades humanas, esto es, sólo con los procesos naturales en actividad.

#### **2.30 Norma de calidad de aire**

Es el valor que establece el límite máximo permisible de concentración, a nivel del suelo, de un contaminante del aire durante un tiempo promedio de muestreo determinado, definido con el propósito de proteger la salud y el ambiente. Los límites máximos permisibles se aplicarán para aquellas concentraciones de contaminantes que se determinen fuera de los límites del predio de los sujetos de control o regulados.

#### **2.31 Norma de emisión**

Es el valor que señala la descarga máxima permitida de los contaminantes del aire definidos.

#### **2.32 Opacidad**

Grado de reducción de luminosidad que ocasiona una sustancia al paso por ella de la luz visible.

#### **2.33 Partículas Totales**



Para efectos de emisiones desde fuentes de combustión, se designa como partículas totales al material particulado que es captado en un sistema de muestreo similar en características al descrito en el método 5 de medición de emisiones de partículas, publicado por la US EPA.

#### **2.34 Puerto de muestreo**

Son los orificios circulares que se hacen en las chimeneas o conductos para facilitar la introducción de los elementos necesarios para mediciones y toma de muestras.

#### **2.35 Puntos de medición**

Son puntos específicos, localizados en las líneas de muestreo, en los cuales se realizan las mediciones y se extrae la muestra respectiva.

#### **2.36 US EPA**

Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América.

### **3 CLASIFICACIÓN**

Esta norma establece los límites máximos permisibles, tanto de concentraciones de contaminantes comunes, a nivel del suelo, en el aire ambiente, como de contaminantes emitidos desde fuentes fijas de combustión. La norma establece la presente clasificación:

1. Límites permisibles de emisión de contaminantes al aire desde combustión en fuentes fijas.
2. Métodos y equipos de medición de emisiones desde fuentes fijas de combustión.
3. Límites permisibles de emisión de contaminantes al aire para procesos productivos:
  - a. Límites permisibles de emisión desde procesos de elaboración de cemento.
  - b. Límites permisibles de emisión desde procesos de elaboración de envases de vidrio.
  - c. Límites permisibles de emisión desde procesos de elaboración de pulpa de papel.
  - d. Límites permisibles de emisión desde procesos de fundición de metales ferrosos.
  - e. Normas de emisión desde combustión de bagazo en equipos de combustión de instalaciones de elaboración de azúcar.
  - f. Límites permisibles de emisión desde motores de combustión interna.

## 4 REQUISITOS

### 4.1 De los límites permisibles de emisiones al aire para fuentes fijas de combustión

#### 4.1.1 De las fuentes fijas significativas de emisiones al aire

4.1.1.1 Para la aplicación de la presente norma técnica, se definen fuentes fijas significativas y fuentes fijas no significativas, de emisiones al aire por proceso de combustión.

4.1.1.2 Serán designadas como fuentes fijas significativas todas aquellas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos, gaseosos, o cualquiera de sus combinaciones, y cuya potencia calorífica (*heat input*) sea igual o mayor a tres millones de vatios ( $3 \times 10^6$  W), o, diez millones de unidades térmicas británicas por hora ( $10 \times 10^6$  BTU/h).

4.1.1.3 Para las fuentes fijas que se determinen como fuentes significativas, éstas deberán demostrar cumplimiento con los límites máximos permisibles de emisión al aire, definidos en esta norma técnica, en sus Tablas 1 y 2, según se corresponda. Para esto, la fuente deberá efectuar mediciones de la tasa actual de emisión de contaminantes. Si los resultados fuesen superiores a los valores máximos permisibles de emisión, la fuente fija deberá entonces establecer los métodos o los equipos de control necesarios para alcanzar cumplimiento con los valores máximos de emisión estipulados en esta norma.

4.1.1.4 Serán designadas como fuentes fijas no significativas todas aquellas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos, gaseosos, o cualquiera de sus combinaciones, y cuya potencia calorífica (*heat input*) sea menor a tres millones de vatios ( $3 \times 10^6$  W), o, diez millones de unidades térmicas británicas por hora ( $10 \times 10^6$  BTU/h). Estas fuentes fijas de combustión no estarán obligadas a efectuar mediciones de sus emisiones actuales, y deberán proceder según se indica en el siguiente artículo.

4.1.1.5 Las fuentes fijas no significativas, aceptadas como tal por parte de la Entidad Ambiental de Control, demostrarán cumplimiento con la normativa mediante alguno de los siguientes métodos:

- a. El registro interno, y disponible ante la Entidad Ambiental de Control, del seguimiento de las prácticas de mantenimiento de los equipos de combustión, acordes con los programas establecidos por el operador o propietario de la fuente, o recomendados por el fabricante del equipo de combustión;
- b. resultados de análisis de características físicas y químicas del combustible utilizado, en particular del contenido de azufre y nitrógeno en el mismo;
- c. la presentación de certificados por parte del fabricante del equipo de combustión en cuanto a la tasa esperada de emisiones de contaminantes, en base a las características del combustible utilizado.
- d. mediante inspección del nivel de opacidad de los gases de escape de la fuente;

- e. mediante el uso de altura de chimenea recomendada por las prácticas de ingeniería;
- f. otros que se llegaren a establecer.

4.1.1.6 Para la verificación de cumplimiento por parte de una fuente fija no significativa con alguno de los métodos descritos, el operador u propietario de la fuente deberá mantener los debidos registros o certificados, a fin de reportar a la Entidad Ambiental de Control con una frecuencia de una vez por año.

4.1.1.7 No obstante de lo anterior, las fuentes fijas no significativas podrán ser requeridas, por parte de la Entidad Ambiental de Control, de efectuar evaluaciones adicionales de sus emisiones, en el caso de que estas emisiones excedan o comprometan las concentraciones máximas permitidas, a nivel del suelo, de contaminantes del aire. Estas últimas concentraciones de contaminantes en el aire ambiente se encuentran definidas en la norma correspondiente a calidad de aire.

4.1.1.8 Las fuentes fijas no significativas deberán someter, a consideración de la Entidad Ambiental de Control, los planos y especificaciones técnicas de sus sistemas de combustión, esto como parte de los procedimientos normales de permiso de funcionamiento.

#### 4.1.2 Valores máximos permisibles de emisión

4.1.2.1 Los valores de emisión máxima permitida, para fuentes fijas de combustión existentes, son los establecidos en la Tabla 1 de esta norma.

**Tabla 1. Límites máximos permisibles de emisiones al aire para fuentes fijas de combustión. Norma para fuentes en operación antes de Enero de 2003**

CONTAMINANTE EMITIDO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	VALOR	UNIDADES <sup>[1]</sup>
Partículas Totales	Sólido	355	mg/Nm <sup>3</sup>
	Líquido <sup>[2]</sup>	355	mg/Nm <sup>3</sup>
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable
Óxidos de Nitrógeno	Sólido	1 100	mg/Nm <sup>3</sup>
	Líquido <sup>[2]</sup>	700	mg/Nm <sup>3</sup>
	Gaseoso	500	mg/Nm <sup>3</sup>
Dióxido de Azufre	Sólido	1 650	mg/Nm <sup>3</sup>
	Líquido <sup>[2]</sup>	1 650	mg/Nm <sup>3</sup>
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable

Notas:

<sup>[1]</sup> mg/Nm<sup>3</sup>: miligramos por metro cúbico de gas, a condiciones normales, mil trece milibares de presión (1 013 mbar) y temperatura de 0 °C, en base seca y corregidos a 7% de oxígeno.

<sup>[2]</sup> combustibles líquidos comprenden los combustibles fósiles líquidos, tales como diesel, kerosene, búnker C, petróleo crudo, naftas.

4.1.2.2 Los valores de emisión máxima permitida, para fuentes fijas de combustión nuevas, son los establecidos en la Tabla 2 de esta norma.

**Tabla 2. Límites máximos permisibles de emisiones al aire para fuentes fijas de combustión. Norma para fuentes en operación a partir de Enero de 2003**

CONTAMINANTE EMITIDO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	VALOR	UNIDADES <sup>[1]</sup>
Partículas Totales	Sólido	150	mg/Nm <sup>3</sup>
	Líquido <sup>[2]</sup>	150	mg/Nm <sup>3</sup>
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable
Óxidos de Nitrógeno	Sólido	850	mg/Nm <sup>3</sup>
	Líquido <sup>[2]</sup>	550	mg/Nm <sup>3</sup>
	Gaseoso	400	mg/Nm <sup>3</sup>
Dióxido de Azufre	Sólido	1 650	mg/Nm <sup>3</sup>
	Líquido <sup>[2]</sup>	1 650	mg/Nm <sup>3</sup>
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable

Notas:

<sup>[1]</sup> mg/Nm<sup>3</sup>: miligramos por metro cúbico de gas, a condiciones normales, de mil trece milibares de presión (1 013 mbar) y temperatura de 0 °C, en base seca y corregidos a 7% de oxígeno.

<sup>[2]</sup> combustibles líquidos comprenden los combustibles fósiles líquidos, tales como diesel, kerosene, búnker C, petróleo crudo, naftas.

4.1.2.3 La Entidad Ambiental de Control utilizará los límites máximos permisibles de emisiones indicados en las Tablas 1 y 2 para fines de elaborar su respectiva norma (ver Reglamento a la Ley de Prevención y Control de Contaminación). La Entidad Ambiental de Control podrá establecer normas de emisión de mayor exigencia, esto si los

## Anexo VII. Mantenimiento por horas del motor “Waukesha”

Aplica a los motores Waukesha: GE-1172A/B/C/D/E/F Y GE-3001/3002/3003/3004/3005/3006/3007/3008/3010/3011/3012/3013/3014										
Sub-Sistema	Item Mantenible	Tipo de tarea	Tarea	Modo de falla	Frecuencia	Duración Tarea (horas)	Duración Tarea (Minutos)	Sector	Pers onas	Est ado equi po para la tarea
Motor de combustión Waukesha	Motor Waukesha/ Generador Rockwell	Condición	Realizar monitoreo Dinámico del motor Rutas: RECIP 2&3, MCE-1 y OIL-201	Falla del Motor por alta vibración en los cojinetes. Falla del Motor por desgaste de sus componentes internos  Falla del Generador eléctrico por alta vibración en los rodamientos Falla del Motor por anclaje inadecuado Falla del Generador por anclaje inadecuado	1 MES	6	360	Técnico CBM	1	Apagado
Motor de combustión Waukesha	Enfriadores Sistema de Refrigeración	Condición	Realizar monitoreo y análisis de vibraciones, tome datos operativos	Falla del motor eléctrico por alta vibración en los rodamientos Falla del motor eléctrico	1 MES	0,75	45	Técnico CBM	1	Apagado

			(Presión, temperatura y amperajes) Ruta: ROT-105.	por anclaje inadecuado o Falla del motor eléctrico por alta vibración en el ventilador Falla del motor eléctrico por desgaste en las barras del rotor						
Sistema Eléctrico	Cargador de Baterías	Preventivo	Efectuar mantenimiento del cargador de baterías.	No arranca por falta de carga en baterías.	4000 H	0,3	15	Electricista	2	Apagado
Sistema Eléctrico	Cargador de Baterías	Preventivo	Ajustar bornes de batería y del cargador	No arranca por falso contacto en baterías.	4000 H	0,3	15	Electricista	2	Apagado
Sistema Eléctrico	Cargador de Baterías	Preventivo	Inspeccionar parámetros de operación del cargador.	No arranca por falta de carga en baterías.	4000 H	0,1	5	Electricista	1	Apagado

Sistema Eléctrico	Cargador de baterías	Preventivo	Limpiar superficie interelectrodos, bornes y área circundante del banco de baterías.	Problemas menores por suciedad en banco de baterías.	4000 H	0,5	30	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Cargador de Baterías	Preventivo	Medir voltaje de rizado del cargador .	Descarga eléctrica por filtro de condensador del cargador dañado	4000 H	0,1	5	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Enfriamiento	Preventivo	Limpiar y ajustar las conexiones eléctricas del arrancador del motor del enfriador .	Sobrecalentamiento por oscilación de motor eléctrico del enfriador.	4000 H	0,5	30	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Enfriamiento	Preventivo	Probar el estado de aislamiento del bobinado del motor del enfriador .	Sobrecalentamiento por falla en motor eléctrico del enfriador.	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado



Sistema Eléctrico	Enfriamiento	Preventivo	Medir la corriente de operación del motor eléctrico del ventilador.	Defecto en la salida de voltaje por falso contacto.	4000 H	0,2	10	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Generador	Preventivo	Medir aislamiento del cable de fuerza y armadura del Generador.	Defecto en la salida de voltaje por falso contacto.	4000 H	0,5	30	Electricista	2	Apagado
Sistema Eléctrico	Generador	Preventivo	Barnizar las cabezas de bobinas generador y excitatriz del rotor y estator.	Defecto en la salida de voltaje por falso contacto.	4000 H	2,0	120	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Generador	Preventivo	Inspeccionar visualmente el aislamiento de las bobinas del Generador.	Daño en aislamiento por sobrecalentamiento a causa de falso contacto.	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado



Sistema Eléctrico	Generador	Preven- tivo	Inspeccionar, limpiar y reajustar los diodos rectificadores y el Varistor.	Oscilación de energía generada por falso contacto en diodos rectificadores.	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Generador	Preven- tivo	Inspeccionar, limpiar y reajustar los diodos rectificadores y el Varistor.	Oscilación de energía generada por falso contacto en diodos rectificadores.	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Generador	Preven- tivo	Lubricar rodamiento del Generador	Ruido excesivo fuera de parámetros por falta de lubricación en rodamiento.	4000 H	0,1	5	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Generador	Preven- tivo	Limpia- r y reajustar conexiones de la puesta a tierra.	Descarga eléctrica por falta de puesta a tierra.	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado

Sistema Eléctrico	Generador	Preventivo	Montar rotor de la excitatriz	Oscilación, inestabilidad de energía generada por daños de excitatriz.	4000 H	2,0	120	Electricista	2	Apagado
Sistema Eléctrico	Generador	Preventivo	Realizar pruebas de funcionamiento al Generador	Parámetros supervisados por fuera de límites (alto, bajo, alarma)	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Generador	Preventivo	Inspeccionar y reajustar las conexiones eléctricas de potencia y control del generador	Oscilación, inestabilidad de energía generada por contactos flojos de conexiones eléctricas	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Lubricación	Preventivo	Realizar pruebas de funcionamiento del motor eléctrico de la bomba de pre-lubricación	Falla o avería seria (fractura, rotura de componentes) por falta de aceite de lubricación.	4000 H	0,2	10	Electricista	1	Apagado

Sistema Eléctrico	Lubricación	Preventivo	Realizar pruebas de aislamiento al motor eléctrico de la bomba de pre-lubricación	Falla o avería seria (fractura, rotura de componentes) por falta de aceite de lubricación.	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Generador	Preventivo	Inspeccionar y probar el funcionamiento de Heaters	Daño de aislamiento de bobinas por humedad	4000 H	0,2	10	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Panel de Control	Preventivo	Inspeccionar y ajustar contactos eléctricos en los dispositivos de protección (CT, PT, RELES)	Defecto en la salida de voltaje por falso contacto.	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Panel de Control	Preventivo	Limpia y lubricar contactos eléctricos del disyuntor.	Defecto en la salida de voltaje por falso contacto.	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado

Sistema Eléctrico	Panel de Control	Preventivo	Limpiar y lubricar mecanismo del disyuntor	Defecto en la salida de voltaje por falso contacto.	4000 H	0,2	10	Electricista	1	Apagado
Sistema Eléctrico	Panel de Control	Preventivo	Limpiar celda de conexión @ 5kV	Defecto en la salida de voltaje por falso contacto.	4000 H	0,3	15	Electricista	2	Apagado
Sistema Eléctrico	Panel de Control	Preventivo	Realizar pruebas de apertura y cierre del disyuntor.	Defecto en la salida de voltaje por falso contacto.	4000 H	0,2	10	Electricista	2	Apagado
Sistema Eléctrico	Panel de Control	Preventivo	Probar aislamiento de los contactos al vacío (botellas) del disyuntor.	Defecto en la salida de voltaje por falso contacto.	4000 H	0,3	15	Electricista	2	Apagado
Sistema Eléctrico	Cargador de Baterías	Preventivo	Medir el voltaje de cada batería, si el voltaje es inferior a 8 Voltios reemplazar las dos baterías.	No arranca por falta de carga en baterías.	4000 H	0,3	15	Electricista	1	Apagado

Sistema Eléctrico	Generador	Preventivo	Limpiar y barnizar bobinas de campo y armadura del Generador	Oscilación, inestabilidad de energía generada por mal aislamiento de bobinas del generador.	4000 H	8,0	480	Electricista	2	Apagado
Sistema Eléctrico	Generador	Preventivo	Revisar la calibración del medidores de Energía y Combustible. Esta actividad esta incluida en el MP: E-RL-10 del Área ASEP	Parámetros supervisados por fuera de límites (alto, bajo, alarma).	4000 H	1,0	60	Electricista	1	Apagado
Instrumentación	Combustible	Condición	Calibrar válvulas Fisher	Oscilación de potencia inestable por reglaje inapropiado de válvulas Fisher.	Por condición	0,5	30	Instrumentista	1	Apagado
Instrumentación	Ignición y Detonación	Condición	Ajustar corridas de DSM	Detonación de los cilindros por parámetros fuera de especificaciones.	Por condición	3	180	Instrumentista	1	Apagado

Instrumentación	Ignición y Detonación	Condición	Revisar sensores de detonación y sus conectores.	Detonación en los cilindros por contactos flojos en sensores.	Por condición	1	60	Instrumentista	1	Apagado
Instrumentación	Ignición y Detonación	Condición	Inspeccionar bobinas de encendido y cables de bujías.	Oscilación de potencia inestable por falla en bobina y/o cable de bujías.	Por condición	2	120	Instrumentista	1	Apagado
Instrumentación	Ignición y Detonación	Condición	Limpiar y ajustar sensor de efecto hall	Oscilación de potencia inestable por falla en sensor de efecto hall.	Por condición	0,5	30	Instrumentista	1	Apagado
Instrumentación	Ignición y Detonación	Condición	Revisar modulo de ignición y tiempo de la maquina .	Oscilación de potencia inestable por falla en modulo de ignición.	Por condición	1	60	Instrumentista	1	Apagado
Instrumentación	Ignición y Detonación	Condición	Cambiar filtro DSM	Detonación de los cilindros por parámetros fuera de especificaciones.	Por condición	1	60	Instrumentista	1	Apagado

Instrum ntación	Lubricación	Condic ión	Inspecci onar bomba de pre- post lubricaci ón.	Falla o avería seria (fractura, rotura de compon entes) por baja presión de aceite de lubri cación.	Por condici ón	0,5	30	Instrumen tista	1	Apa gado
Instrum ntación	Panel de Control	Condic ión	Verificar sistema de control del motor (PLC y sistema de arranque).	Parada inesperada por falsa alarma.	Por condici ón	1	60	Instrumen tista	1	Apa gado
Instrum ntación	Combustible	Preven tivo	Realizar manteni miento de válvula de corte de gas (despiece, limpieza de partes internas y pruebas de funciona miento)	No apaga normalme nte por fugas internas de gas.	1000 H	1	60	Instrumen tista	1	Apa gado
Instrum ntación	Instrumentos	Preven tivo	Probar señales que se reflejen en el PLC, limpiar y verificar contacto	Alarma o señal de advertenci a falsa por lectura errónea de sensores.	1000 H	5	300	Instrumen tista	1	Apa gado

			s de los instrumentos.							
Instrumntación	Panel de Control	Preven tivo	Limpiar y ajustar terminal es en cajas de conexio nes.	Alarma o señal de advertenci a falsa por contactos flojos en cajas de conexione s.	1000 H	0,5	30	Instrumen tista	1	Apa gad o
Instrumntación	Ignición y Detonación	Preven tivo	Revisar y calibrar Pickup's del volante del generad or.	No arranca por falla en señal Pick up.	2000 H	1	60	Instrumen tista	1	Apa gad o
Instrumntación	Instrument os	Preven tivo	Calibrar instrume ntos de protecci ón del generad or.	Alarma o señal de advertenci a falsa por lectura errónea de instrumen tos.	2000 H	8	480	Instrumen tista	1	Apa gad o
Instrumntación	Lubricación	Preven tivo	Realizar manteni miento de contacto res de la bomba de pre-post lubricaci ón	No arranca por falsa señal de baja presión de aceite.	2000 H	0,5	30	Instrumen tista	1	Apa gad o



Instrumntación	Combustible	Preventivo	Realizar mantenimiento de las válvulas reguladoras Fisher (revisión y limpieza de partes internas y calibración)	Oscilación de potencia inestable por reglaje inapropiado de válvulas Fisher.	4000 H	3	180	Instrumentista	2	Apagado
Instrumntación	Panel de Control	Preventivo	Inspeccionar, ajustar conexiones y borneras del panel de control y pruebas de los indicadores.	Alarma o señal de advertencia falsa por lectura anormal de instrumentos.	4000 H	2	120	Instrumentista	1	Apagado
Admisión de Aire	Tubería admisión	Condición	Cambiar acople entre el filtro de aire y el turbo.	Entrega de potencia mas baja de lo normal por perdida de flujo de aire de admisión .	Por condición	1	60	Mecánico	1	Apagado
Admisión de Aire	Turboalimentador	Condición	Cambiar empaques de la base del turbo a	Contaminación auditiva por empaque	Por condición	1	60	Mecánico	1	Apagado

			la base del wasgate	s de wasgate en mal estado.						
Admisión de Aire	Turboalimentador	Condición	Cambiar acople intercooler al turbo, del lado izquierdo y lado derecho.	Entrega de potencia mas baja de lo normal por perdida de flujo de aire de admisión .	Por condición	1	80	Mecánico	1	Apagado
Componentes internos	Accesorios	Condición	Realizar alineación del Motor-Generador	Vibración anormal, definida por análisis de vibración a causa de desalineación motor-generador .	Por condición	20	1200	Mecánico	2	Apagado
Componentes internos	Bloque Motor	Condición	Cambiar propulsores del eje de levas	Ruido excesivo fuera de parámetros de funcionamiento y/o sobrecalentamiento por descalibración de válvulas.	Por condición	2	120	Mecánico	2	Apagado
Componentes internos	Cabezotes	Condición	Rectificación de la rosca de la Bujía	Entrega de potencia mas baja de lo normal por baja compresión	Por condición	0,5	30	Mecánico	1	Apagado

				n en cilindro.						
Componentes internos	Cabezotes	Condición	Inspeccionar los tornillos de ajuste de válvulas	Ruido excesivo fuera de parámetros de funcionamiento y/o sobrecalentamiento por descalibración de válvulas.	Por condición	0,5	30	Mecánico	1	Apagado
Enfriamiento	Bomba de agua	Condición	Cambiar bomba de agua principal del sistema de enfriamiento	Sobrecalentamiento por bajo caudal de agua de refrigeración.	Por condición	4	240	Mecánico	2	Apagado
Enfriamiento	Bomba de agua	Condición	Cambiar bomba de agua auxiliar.	Sobrecalentamiento por bajo caudal de agua de refrigeración.	Por condición	2	120	Mecánico	1	Apagado
Enfriamiento	Radiadores	Condición	Cambiar bandas del ventilador	Sobrecalentamiento por bajo caudal de aire en radiadores.	Por condición	1	60	Mecánico	1	Apagado
Enfriamiento	Radiadores	Condición	Cambiar chumaceras del ventilador	Sobrecalentamiento por bajo caudal de aire en radiadores.	Por condición	6	360	Mecánico	2	Apagado

Enfriamiento	Radiadores	Condición	Lavar externamente los radiadores	Sobrecalentamiento por saturación paneles de radiadores.	Por condición	4	240	Medio Ambiente	1	Apagado
Escape	Tubería de escape	Condición	Cambiar el conjunto de partes calientes	Fuga de gases calientes de escape por rotura de ductos.	Por condición	12	720	Mecánico	2	Apagado
Escape	Tubería de escape	Condición	Cambiar el tubo flexible de conexión del escape	Fuga de gases calientes de escape por rotura de tubo flexible.	Por condición	2	120	Mecánico	1	Apagado
Escape	Tubería de escape	Condición	Cambiar manifold del sistema de escape	Fuga de gases calientes de escape por rotura de ductos.	Por condición	12	720	Mecánico	2	Apagado
Escape	Tubería de escape	Condición	Cambiar los venturis del ducto de escape	Presurización del Carter por obstrucción de venturis del escape	Por condición	2	120	Mecánico	1	Apagado
Escape	Tubería de escape	Condición	Cambiar ductos del sistema de escape	Fuga de gases calientes de escape por rotura de ductos.	Por condición	4	240	Soldador	3	Apagado
Escape	Válvula Wasgate	Condición	Cambiar diafragma de la	Oscilación de potencia inestable	Por condición	3	180	Mecánico	1	Apagado