



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Artes en Energía y Ambiente

**PROPUESTA DE UN SISTEMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS
NATURAL, COMO ALTERNATIVA PARA GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD, Y SU INCIDENCIA EN LA DISMINUCIÓN DE GASES DE
EFECTO INVERNADERO**

Ing. Ricardo David Rosales López

Asesorado por el Ing. M.Sc. Luis Fernando Velásquez Pottier

Guatemala, noviembre de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE UN SISTEMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS
NATURAL, COMO ALTERNATIVA PARA GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD, Y SU INCIDENCIA EN LA DISMINUCIÓN DE GASES DE
EFECTO INVERNADERO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. RICARDO DAVID ROSALES LÓPEZ
ASESORADO POR EL ING. M.SC. LUIS FERNANDO VELÁSQUEZ POTTIER

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN ARTES EN ENERGÍA Y AMBIENTE

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Ángel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

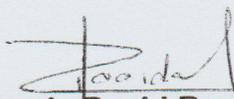
DECANO	MSc. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco.
EXAMINADOR	MSc. Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	MSc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	MSc. Ing. Pablo Cristian de León Rodríguez
SECRETARIA	MSc. Ing. Lesbia Magalí Herrera López.

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR -

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

Propuesta de un sistema de aprovechamiento de gas natural, como alternativa para generación de electricidad, y su incidencia en la disminución de gases de efecto invernadero

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 13 de julio de 2017.


Ing. Ricardo David Rosales López

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por estar en cada uno de los instantes de mi vida iluminando mi camino, a él sea el honor.
- Mi madre** Alma Violeta López Tello, por darme la vida, su apoyo y darme la mayor enseñanza, que es luchar por las personas que quiero, su amorosa compañía, su sabiduría, siendo un ejemplo durante toda mi vida.
- Mi hermano y esposa** Daniel Estuardo Rosales y Claudia Carolina Acevedo, por su cariño y apoyo.
- Mis tíos** Armando Ramón y Leticia Beatriz López Tello, por su cariño, dedicación y apoyo.
- Mis sobrinos** Luis Fernanda, Julia Daniela y Daniela Sofía, por ser la alegría en mi vida.
- Mi abuela** Julia Otilia Tello Alvarado (q. e. p. d.), por su apoyo, cuidado y consejos.
- Mis amigos** En especial a Bernardo Molina, por haber compartido momentos de alegría, tristeza, adversidades y éxitos.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por abrirme las puertas y darme el honor de formar parte de tan prestigiosa casa de estudios.
Escuela de Estudios de Postgrado	Por haberme enseñado y formado a lo largo de la carrera.
Mi familia	Por estar presentes en el transcurso y hasta culminar esta meta.
Ing. M.Sc. Ing. Luis Velasquéz	Por el apoyo, consejos y recomendaciones brindadas en esta investigación.
Ing. M.Sc. José Rosal Chicas	Por su asesoría y ayuda necesaria en el desarrollo de esta investigación.
Ministerio de Energía y Minas	Por la formación y haber facilitado datos históricos de la producción del campo Ocultún.



FACULTAD DE
INGENIERÍA - USAC
ESCUELA DE
ESTUDIOS DE POSTGRADO

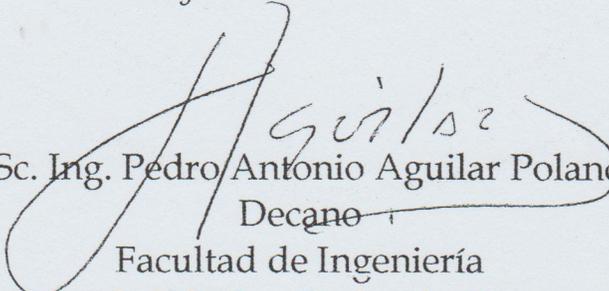
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Teléfono 2418-9142 / 24188000 Ext. 86226

APT-2017-026

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Postgrado, al Trabajo de Graduación de la Maestría en Artes en Energía y Ambiente titulado: **"PROPUESTA DE UN SISTEMA DE GAS NATURAL, COMO ALTERNATIVA PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, Y SU INCIDENCIA EN LA DISMINUCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO"** presentado por el Ingeniero Petrolero **Ricardo David Rosales López**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

"Id y Enseñad a Todos"


MSc. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, noviembre de 2017.

Cc: archivo/la

Doctorado: Sostenibilidad y Cambio Climático. **Programas de Maestrías:** Ingeniería Vial, Gestión Industrial, Estructuras, Energía y Ambiente Ingeniería Geotécnica, Ingeniería para el Desarrollo Municipal, Tecnologías de la Información y la Comunicación, Ingeniería de Mantenimiento. **Especializaciones:** Gestión del Talento Humano, Mercados Eléctricos, Investigación Científica, Educación virtual para el nivel superior, Administración y Mantenimiento Hospitalario, Neuropsicología y Neurociencia aplicada a la Industria, Enseñanza de la Matemática en el nivel superior, Estadística, Seguros y ciencias actuariales, Sistemas de información Geográfica, Sistemas de gestión de calidad, Explotación Minera, Catastro.



FACULTAD DE
INGENIERÍA - USAC
ESCUELA DE
ESTUDIOS DE POSTGRADO

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Teléfono 2418-9142 / 24188000 Ext. 86226

APT-2017-026

El Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen y dar el visto bueno del revisor y la aprobación del área de Lingüística del Trabajo de Graduación titulado **"PROPUESTA DE UN SISTEMA DE GAS NATURAL, COMO ALTERNATIVA PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, Y SU INCIDENCIA EN LA DISMINUCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO"** presentado por el Ingeniero Petrolero **Ricardo David Rosales López**, correspondiente al programa de Maestría en Artes en Energía y Ambiente; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"



MSc. Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Guatemala, noviembre de 2017.

Cc: archivo/la

Doctorado: Sostenibilidad y Cambio Climático. **Programas de Maestrías:** Ingeniería Vial, Gestión Industrial, Estructuras, Energía y Ambiente Ingeniería Geotécnica, Ingeniería para el Desarrollo Municipal, Tecnologías de la Información y la Comunicación, Ingeniería de Mantenimiento. **Especializaciones:** Gestión del Talento Humano, Mercado Eléctrico, Investigación Científica, Educación virtual para el nivel superior, Administración y Mantenimiento Hospitalario, Neuropsicología y Neurociencia aplicada a la Industria, Enseñanza de la Matemática en el nivel superior, Estadística, Seguros y ciencias actuariales, Sistemas de información Geográfica, Sistemas de gestión de calidad, Explotación Minera, Catastro.



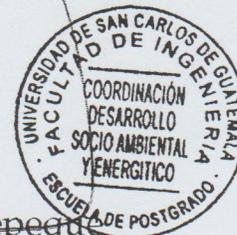
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Teléfono 2418-9142 / 24188000 Ext. 86226

APT-2017-026

Como Coordinador de la Maestría en Artes en Energía y Ambiente del Trabajo de Graduación titulado ***"PROPUESTA DE UN SISTEMA DE GAS NATURAL, COMO ALTERNATIVA PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, Y SU INCIDENCIA EN LA DISMINUCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO"*** presentado por el Ingeniero Petrolero **Ricardo David Rosales López**, apruebo y recomiendo la autorización del mismo.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"



MSc. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador de Maestría
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Guatemala, noviembre de 2017.

Cc: archivo/la

Doctorado: Sostenibilidad y Cambio Climático. **Programas de Maestrías:** Ingeniería Vial, Gestión Industrial, Estructuras, Energía y Ambiente Ingeniería Geotécnica, Ingeniería para el Desarrollo Municipal, Tecnologías de la Información y la Comunicación, Ingeniería de Mantenimiento. **Especializaciones:** Gestión del Talento Humano, Mercados Eléctricos, Investigación Científica, Educación virtual para el nivel superior, Administración y Mantenimiento Hospitalario, Neuropsicología y Neurociencia aplicada a la Industria, Enseñanza de la Matemática en el nivel superior, Estadística, Seguros y ciencias actuariales, Sistemas de información Geográfica, Sistemas de gestión de calidad, Explotación Minera, Catastro.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
INDICE DE TABLAS.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XI
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN.....	XVII
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXIII
RESUMEN MARCO METODOLÓGICO.....	XXV
INTRODUCCIÓN.....	XXIX
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. Definición de gas.....	1
1.1.1. Origen del gas natural.....	1
1.1.2. Composición del gas natural.....	2
1.1.2.1. Tipos de gas natural.....	4
1.1.2.2. Por su lugar de proveniencia.....	4
1.1.2.3. Gas asociado.....	4
1.1.2.4. Gas no asociado libre.....	5
1.1.2.5. Gas de condensación retrógrada.....	5
1.1.2.6. Por su composición.....	5
1.1.2.6.1. Gas húmedo.....	5
1.1.2.6.2. Gas seco.....	6
1.1.3. Por su almacenamiento.....	6
1.1.3.1. Gas natural comprimido.....	6
1.1.3.2. Gas natural licuado.....	6

1.2. Yacimientos de gas-petróleo.....	7
1.3. Relación gas-aceite (GOR)	7
1.4. Razón de solubilidad	7
1.5. Ley de los gases ideales	7
1.5.1. Ley de Boyle	8
1.5.2. Ley de Charles.....	8
1.5.3. Ley combinada.....	8
1.5.4. Ecuación de los gases ideales.....	9
1.6. Gas Ideal.....	9
1.6.1. Condiciones ideales.....	9
1.6.1.1. Condiciones ideales científicas.....	9
1.6.1.2. Condiciones ideales industriales	9
1.6.2. Ley de Dalton para mezclas	10
1.6.3. Ley de Amagat.....	10
1.7. Gas real.....	11
1.8. Factor de compresibilidad Z	11
1.9. Procedimiento para calcular el factor de compresibilidad Z para mezclas gaseosas reales por el método de Standing Kattz.....	13
1.10. Corrección por impurezas del factor Z	14
1.11. Temperatura crítica del gas.....	15
1.11.1. Temperatura pseudocrítica del gas.....	16
1.11.2. Temperatura pseudoreducida del gas	16
1.11.3. Presión crítica del gas.....	16
1.11.3.1. Presión pseudocrítica del gas	16
1.12. Parámetros frecuentes de contaminantes del gas natural asociado al petróleo.....	17
1.12.1. Principales contaminantes líquidos.....	17
1.12.2. Principales contaminantes gaseosos.....	17
1.12.3. Principales contaminantes fisicoquímicos del gas	17

1.12.3.1. Peso molecular	17
1.12.3.2. Densidad del gas para gases ideales	18
1.12.3.3. Densidad para gases a cualquier presión y Temperatura.....	18
1.12.3.4. Viscosidad del gas	19
1.12.4. Índice de Wobbe	20
1.12.5. Contenido líquido o riqueza de un gas (gpm).....	20
1.12.6. BTU	21
1.12.7. Entalpia	22
1.12.8. Punto de burbuja	22
1.12.9. Punto de rocío	22
1.12.10. Calor latente de vaporización	23
1.12.11. Poder calorífico	23
1.12.12. Tipos de poderes caloríficos	24
1.12.12.1. Poder calorífico superior (bruto).....	24
1.12.12.2. Poder calorífico inferior (neto	24
1.12.13. Cromatografía de gases.....	24
1.12.14. Medidores de caudal volumétrico.....	24
1.13. Endulzamiento de gases	25
1.13.1. Procesos de aminas.....	25
1.13.1.1. Ejemplos de aminas.....	25
1.13.1.2. Procesos de absorción con aminas	25
1.13.1.3. Equipos del proceso de absorción con aminas.....	26
1.13.1.4. Descripción del proceso de absorción con aminas.....	26
1.13.2. Deshidratación del gas natural	27
1.14. Principales usos del gas natural	27
1.14.1. Turbina de gas	28
1.14.2. Turbina de vapor	28
1.15. Huella de carbono	29

1.15.1. Base metodológica del cálculo.....	30
2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	33
2.1. Análisis de la situación actual de la quema de gas natural en un campo petrolero en Guatemala	33
2.2. Facilidades tempranas de producción.....	34
2.3. Estudio de las propiedades del gas natural producido en el campo Ocultún	37
2.4. Emisiones de la quema del gas natural producido en el campo Ocultún	39
2.4.1. Cálculo de emisiones de CO ₂	39
2.4.2. Cálculo de emisiones de Metano CH ₄	40
2.4.3. Cálculo de las emisiones de Óxido Nitroso N ₂ O	41
2.5. Selección del generador eléctrico a gas en el campo Ocultún	42
3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	45
3.1. Presentación de gráficas de emisiones de Dióxido de Carbono CO ₂ , Metano CH ₄ y Óxido Nitroso N ₂ O de la quema de gas natural del campo Ocultún	45
3.2. Gráficos comparativos de emisiones de Dióxido de Carbono CO ₂ y Óxido Nitroso N ₂ O luego de emplear el generador Caterpillar	49
4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	51
4.1. Generación de energía con la producción de gas natural del campo Ocultún.....	51
4.2. Comparación entre las emisiones producidas de Dióxido de Carbono CO ₂ , Metano CH ₄ y Óxido Nitroso luego de emplear el generador.....	52

CONCLUSIONES	55
RECOMENDACIONES.....	57
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	59
ANEXOS	63

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1 Matriz energética de Guatemala.....	XV
2 Distribución de las fuentes de energía.....	XVI
3 Factor de compresibilidad de los gases naturales.....	13
4 Producción mensual de gas natural y condensado.....	33
5 Facilidades tempranas de producción del Campo Ocultún.....	35
6 Cabezal del pozo Ocultún 2X y torres de quema de gas natural.....	36
7 Producción de gas natural versus emisiones de Dióxido de CarbonoCO ₂	45
8 Producción de gas natural versus emisiones de Metano CH ₄ ...	46
9 Producción de gas natural versus emisiones de Óxido Nitroso N ₂ O.....	47
10 Generador Caterpillar XQ1475G.....	49
11 Reducción de emisiones de Dióxido de Carbono.....	50
12 Reducción de emisiones de Óxido Nitroso.....	50

TABLAS

I. Unidades típicas para las ecuaciones de gas.....	12
II. Composición del gas natural.....	21
III. Composición química del gas natural del campo Ocultún.....	38
IV. Poder calorífico del gas natural del campo Ocultún.....	39
V. Datos para el cálculo de CO ₂	40
VI. Datos para el cálculo de CH ₄	41
VII. Datos para el cálculo de NO ₂	42
VIII. Relación gas petróleo gas natural del campo Ocultún.....	42
IX. Selección del generador de gas natural.....	42

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
BBL	Barriles
°F	Grados Fahrenheit
BTU	Unidad Térmica Británica
BSW	Sedimentos básicos y agua
LPCA	Libra-fuerza por pulgada cuadrada,
Kw	Kilovatios
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MW	Megavatio
MM	Millones
MMPC	Millones de pies cúbicos estándar
MMPCD	Millones de pies cúbicos estándar diario
PSIA	Libras por pies cuadrado absoluta
PC	Pies cúbicos estándar
PCD	Pies cúbicos estándar diario
PCI	Poder calorífico inferior
RGP	(relación gas petróleo),
°R	Temperatura Rankine

GLOSARIO

- API** Sigla de American Petroleum Institute, que es una Asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas. El instituto fue fundado en 1920 y se constituyó en la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y de producción petrolera. Pública códigos que se aplican en distintas áreas petroleras y elabora indicadores, como el peso específico de los crudos que se denomina "grados API".
- Condensado** Una fase de hidrocarburo líquido de alta gravedad API y baja densidad, que existe Por lo general, en asociación con el gas natural. Su presencia como una fase líquida depende de las condiciones de temperatura y presión existentes en el yacimiento, que permiten la condensación del líquido, a partir del vapor.
- Exploración** Es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas, y comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables. Incluye el reconocimiento superficial del terreno, la prospección (sísmica, magnética y gravimetría), la perforación de pozos de exploración y el análisis de la información obtenida.

Explotación	Es el término utilizado en la industria petrolera para designar el conjunto de procesos, para la extracción del petróleo mediante la perforación del subsuelo. La extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo a las características propias de cada yacimiento.
Gas ácido	Gas natural que contiene ácido sulfhídrico H ₂ S, dióxido de carbono (anhídrido carbónico, gas carbónico) u otros componentes corrosivos y que debe ser tratado antes de su utilización.
Gas asociado	Gas que se presenta en los yacimientos junto al petróleo. Puede estar en el yacimiento como una capa libre, también mezclado con el petróleo y presentarse como condensado, formando una sola faz líquida con él en determinadas condiciones de temperatura y presión.
Gas natural	Gas que se presenta natural en el subsuelo y está constituido principalmente por metano. El gas natural tiene varios componentes, siendo el más abundante el metano, que se usa en los consumos industriales. Por su parte, el butano y el propano se emplean como gas licuado provistos en distintos tipos de garrafas. El etano es usado en la industria petroquímica como materia prima del etileno.

Hidrocarburos

Así como el agua está formada por dos elementos químicos: hidrógeno y oxígeno, los hidrocarburos están constituidos por carbono e hidrógeno. Según el número de los átomos de carbono, variarán las propiedades de los hidrocarburos. A temperatura ambiente y presión atmosférica los hidrocarburos que tengan hasta cuatro átomos de carbono son gaseosos (metano, etano, propano, butano). Entre cinco y 16 átomos de carbono son líquidos (ciclo pentano, ciclo hexano, metil ciclo hexano y benceno).

Los hidrocarburos que posean más de 16 átomos son sólidos (donde predominan los asfaltos).

Perforación

Operación que consiste en perforar el subsuelo con la ayuda de herramientas apropiadas para buscar y extraer hidrocarburos.

Pozo

Denominación dada a la abertura producida por una perforación. Los pozos, en el lenguaje administrativo, generalmente se designan por un conjunto de letras y de cifras relativas a la denominación de los lugares en los que se encuentran y al orden seguido para su realización. Existen numerosos tipos de pozos, entre ellos de exploración, de avanzada y de explotación.

Poder calórico	Cantidad de calor desprendido por la combustión completa de un metro cúbico de gas.
Potencia	Capacidad de efectuar trabajo. La potencia de un motor es expresada en unidades de caballos de fuerza equivalente a 550 pies-lb/s, o kilovatios, equivalente a 1000 J/s.
Presión Pseudoreducida	Es la presión que relaciona el factor de compresibilidad para gases naturales de hidrocarburo livianos que puede correlacionar la presión y temperatura.
Separador	Aparato colocado entre el pozo y la playa de tanques para separar el petróleo crudo del gas natural y del agua.

RESUMEN

La quema de gas natural al ambiente es una práctica común en la industria petrolera, por considerarse el gas como asociado a la producción de petróleo, consiste en dirigir el gas en una tubería vertical y encenderlo para su quema.

Anteriormente se desconocía que las cuencas hidrocarburíferas de Guatemala tenían potencial para la producción de gas natural, las empresas petroleras establecidas únicamente se enfocaban en producir petróleo. El gas natural que actualmente se está quemando en el campo petrolero Ocultún, ubicado en el municipio de la Libertad departamento de Petén se debe aprovechar ya que con la quema de este; se emiten gases contaminantes como lo son el Dióxido de Carbono CO_2 , Metano CH_4 y Óxido Nitroso N_2O .

El campo Ocultún es un yacimiento de gas natural por lo que al avanzar el desarrollo del campo proporcionalmente será incrementada la quema de gas al ambiente. El aprovechamiento de gas natural del campo Ocultún, a partir de su producción, cuantificación y poder calorífico, establece su potencial como suministro de combustible fósil para generación de electricidad.

La evaluación del gas natural producido en el campo Ocultún permitió dimensionar las emisiones de Dióxido de Carbono CO_2 , Metano CH_4 y Óxido Nitroso N_2O , gases contaminantes a la atmósfera.

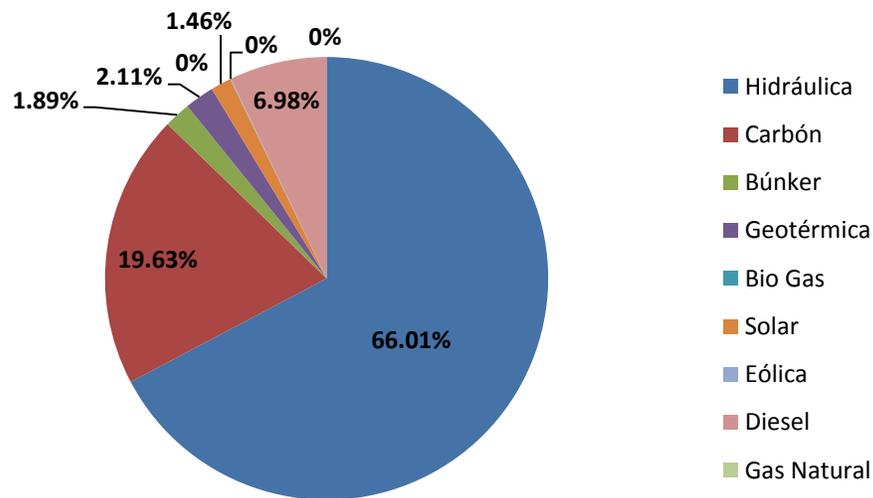
Como resultado de este estudio se ha podido determinar que la implementación de generadores de electricidad utilizando el gas natural

producido en el campo Ocutún como combustible fósil, ayuda considerablemente a la disminuir las emisiones de gases contaminantes producto de las operaciones de producción petrolera.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La matriz energética de Guatemala es dinámica cambia semanalmente, los datos publicados por la Comisión Nacional de Energía en julio de 2017 indicaba que la generación de electricidad del país proviene como se muestra en la Figura 1: 19.63% Carbón, 66.01% Hidráulica, 1.89% Búnker, 2.11% Geotérmica, 6.98% Diésel, 0.00% Gas Natural, 0.00% BioGas, 1.46% Solar, 1.865 Eólica y 0.06% BioMasa,

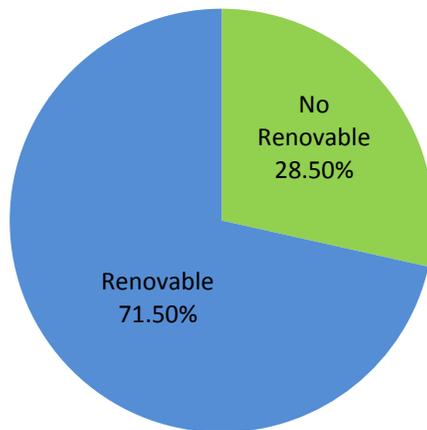
Figura 1. **Matriz energética de Guatemala**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, julio 2017.

Como se muestra en la Figura 2, el 28.50% de la generación total de energía se obtuvo de fuentes de energía no renovables y el 71.50% de fuentes de energía renovables.

Figura 2. **Distribución de las Fuentes de Energía**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, julio 2017.

Sin embargo, el nivel de aprovechamiento del gas natural asociado a la extracción de hidrocarburos en Guatemala para generación de energía eléctrica, no cuenta con ningún registro en la Política Energética (2013-2027). Guatemala actualmente produce gas natural, el cual proviene de tres pozos petroleros localizados en el campo Ocultún, gas que es quemado diariamente (quemadas rutinarias).

Las comunidades aledañas en donde se quema este gas no han mostrado su rechazo a la quema del gas natural al ambiente, no obstante, las actividades de extracción de hidrocarburo al quemarse producen CO₂ (Dióxido de

carbono), CH₄ (Metano) y N₂O (Óxido Nitroso) emisiones causantes de la lluvia acida y gases de efecto invernadero.

El campo petrolero Ocultún ubicado en el municipio de La Libertad departamento de Petén, lugar en donde desde el año 2012 a la fecha se ha estado quemado gas natural en un promedio de doscientos cuarenta millones de pies cúbicos por mes, porque no se cuenta con el cálculo de potencial para su aprovechamiento y tampoco se cuenta con una propuesta de equipo para generar electricidad.

Esto debido a la carente infraestructura, tecnología inadecuada o inexistente para el aprovechamiento del mismo, un mercado de generación de electricidad que no es atractivo para los inversionistas por los altos costos en la implementación de procesos de tratamiento, deshidratación y endulzamiento del gas natural producido. Y la inexistencia de un estudio técnico para determinar la factibilidad de implementar proyectos de esta índole.

Consecuente a lo planteado anteriormente se formuló la siguiente pregunta.

¿Cómo se puede aprovechar el gas natural para la generación eléctrica en un campo petrolero ubicado en el municipio de la Libertad departamento de Petén?

Preguntas auxiliares:

1. ¿Cuál es el potencial productor de gas natural y cuáles son las características del gas natural producido?

2. ¿Qué sistemas de manejo y uso de gas natural para la generación de electricidad se pueden utilizar en un campo petrolero?

3. ¿Qué impacto tendría al ambiente la implementación de una planta de uso de gas natural como combustible para la generación de electricidad?

OBJETIVOS

General

Proponer un sistema de aprovechamiento de gas natural para la generación eléctrica en un campo petrolero, ubicado en el municipio de la Libertad departamento de Petén.

Específicos

1. Determinar el potencial productor de gas natural y cuáles son las características del gas natural producido en el campo petrolero.
2. Establecer los sistemas de manejo y uso de gas natural para la generación de electricidad que se pueden utilizar en un campo petrolero.
3. Determinar el impacto que tendría al ambiente la implementación de una planta de uso de gas natural como combustible, para la generación de electricidad.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

La investigación realizada es de tipo cuantitativo descriptivo, a través de este se propone el uso de gas natural quemado en un campo petrolero para generar electricidad, lo cual conlleva a la disminución de gases de efecto invernadero como lo son el Dióxido de Carbono, CO_2 , Metano CH_4 y Óxido Nitroso N_2O .

Actualmente, en el campo petrolero Ocultún, ubicado en el municipio de La Libertad, departamento de Petén se quema al ambiente el gas natural que se produce. El gas natural producido es asociado a la producción del hidrocarburo denominado condensado, la quema del gas no aprovechado es una práctica común de la industria petrolera, a partir de la información proporcionada por el Departamento de Exploración de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, se calculó la quema actual de gas natural, se seleccionó un generador que disminuiría considerablemente las emisiones calculadas de Dióxido de Carbono, CO_2 , Metano CH_4 y Óxido Nitroso N_2O .

Al conocer la producción actual de hidrocarburo denominado como condensado y gas natural, se realizaron cálculos de RGP (relación gas petróleo), coeficiente para indicar la cantidad de gas en pies cúbicos que se obtienen conjuntamente al producir un barril de condensado, utilizando series históricas de datos y valores característicos de media, desviación estándar, valor mínimo y valor máximo.

Con los análisis de laboratorio Core Laboratories LP, proporcionados por el Departamento de Exploración de la Dirección General de Hidrocarburos, MEM se procedió a estudiar la composición y propiedades del gas natural. Los datos se organizaron y tabularon utilizando Microsoft Excel 2010.

Para la determinación de las emisiones de Dióxido de Carbono, CO₂, Metano CH₄ y Óxido Nitroso N₂O, se utilizaron los pesos moleculares de los compuestos del gas natural que actualmente se queman en el campo Ocultún, utilizando los factores y fórmulas para el cálculo de emisión de las Regulaciones Federales del Gobierno de los Estados Unidos de América (40 CFR 98.253 - Calculating GHG emissions).

Para el cálculo del poder calorífico del gas producido en el campo Ocultún, se utilizó el del análisis del laboratorio Core Laboratories LP, proporcionado por el Departamento de Exploración Dirección General de Hidrocarburos, MEM. Para deducir su poder de generación, se procedió a considerar una producción diaria de hidrocarburo condensado de 831.91 barriles y una relación gas petróleo de 7,627 RGP. El objetivo de establecer los caudales de producción de gas natural fue determinar el poder de generación, que es capaz de desarrollar el gas natural que se produce en el campo Ocultún y que actualmente se está quemado al ambiente.

Con los datos obtenidos, se estableció que la mejor opción es la implementación de generadores modulares que permitan la mayor eficiencia posible de la quema de gas natural producido y puedan adaptarse de acuerdo al incremento de la producción de gas natural en el campo Ocultún.

Esta propuesta se presenta como una alternativa más viable, por ser el gas natural una fuente de energía con volúmenes de producción que se

encuentran disponibles como combustible para la generación de electricidad en el campo Ocultún, determinándose así los costos y la validez de la propuesta.

Al generarse energía con la combustión de gas natural en generadores que utilizan motores de gas de bajas emisiones, tecnología existente que reduce las emisiones de Dióxido de Carbono, CO_2 , Metano CH_4 y Óxido Nitroso N_2O , comprobándose al calcular las emisiones luego de la implementación de un sistema de generación de electricidad, con curvas comparativas y correlación de las emisiones que se dejarían de emitir.

El beneficiario directo del presente estudio es la empresa operadora del campo Ocultún, quien puede generar su propia electricidad y ofrecerla a la red de distribución de Guatemala; las comunidades vecinas también se estarían beneficiando, ya que con el aprovechamiento de este recurso no renovable se dejan de emitir al ambiente emisiones contaminantes.

Los datos en el estudio presentado también aportan conocimiento para futuros estudios para el manejo de gas natural.

INTRODUCCIÓN

Guatemala, con el objetivo de alcanzar su independencia energética ha explorado por petróleo desde el año 1958, con la perforación del pozo exploratorio denominado Castillo Armas-1, desde entonces en Guatemala se han perforado 169 pozos de los cuales algunos han producido petróleo y estos en su mayoría se encuentran ubicados en el departamento de Petén.

La contratista operadora del campo Ocultún, con el objetivo de descubrir petróleo perforó 3 pozos exploratorios descubriendo en el año 2012 hidrocarburo denominado condensado y gas natural, al no contar con las facilidades de endulzamiento de gas natural con aminas lo quema al ambiente por lo tanto resulta conveniente tener conocimiento del aprovechamiento de este gas natural, como alternativa para generación de electricidad, y su incidencia en la disminución de gases de efecto invernadero.

En el capítulo uno, se define el gas natural, así como su origen, composición, tipos, características intrínsecas de los gases y la ley de los gases ideales.

Durante el proceso de extracción de hidrocarburo condensado en el campo Ocultún también se extrae gas natural, la composición y propiedades del gas natural comprueban su poder calorífico y el volumen del gas natural producido como combustible de alta confiabilidad y eficiencia.

En la segunda sección del capítulo uno, se evidencia que la purificación del gas natural se centra en remover las impurezas en fase de vapor que este contiene, al eliminarle impurezas con el objetivo de poder comercializarlo y poderlo utilizar en los procesos de manera confiable. Un gas natural endulzado puede ser tranquilamente utilizado en equipos y tuberías debido a que este posee bajas cantidades de compuestos azufrados.

Debido a ello, el gas natural debe pasar por un proceso de endulzamiento al eliminarle el Ácido Sulfhídrico H_2S y el Dióxido de carbono CO_2 , para que los gases con potencial calorífico como lo son el Metano, Etano y Propano puedan ser aprovechados. El gas natural al estar formado por los gases anteriormente mencionados y por ser un combustible fósil contiene un poder calorífico que puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica.

En la tercera sección del capítulo uno, se definen los principales usos del gas natural y las tecnologías existentes de generación de electricidad a partir de este combustible fósil. Al producirse la combustión con el gas natural, este sirve de alimentación para la turbina donde se expande e inciden sobre los álabes móviles de la turbina, girando alrededor de su eje, genera así energía mecánica que luego se transforma en energía eléctrica.

En la cuarta sección del capítulo uno, se definen las emisiones de gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera, gases producidos por el hombre, por la quema de combustibles fósiles como lo son el Dióxido de Carbono CO_2 , Metano CH_4 y Óxido Nitroso N_2O . Una pequeña cantidad de estos gases de efecto invernadero son beneficiosos para la Tierra, pues sin ellos la temperatura de la Tierra rondaría los $-18^{\circ}C$. Sin embargo, desde la Revolución Industrial se está generando una desmesurada emisión de estos gases a la atmósfera lo

que, año tras año, va generando el temido efecto invernadero que calienta el planeta.

En la primera sección del capítulo dos, se analiza la situación de la quema de gas natural en el campo petrolero Ocultún. La quema de gas natural del campo Ocultún al ambiente es de alrededor de 8 millones de pies cúbicos al día.

En la segunda sección del capítulo dos, se describen las facilidades tempranas de producción del campo Ocultún, se analiza la producción mensual de condensado y gas natural, el condensado producido se almacena en cualquiera de los dos tanques con capacidad de 2,000 barriles y el gas natural se quema al ambiente ya que no es aprovechado, se determinan las propiedades del gas natural producido en el campo Ocultún, gas natural rico en Metano (67.18%), Etano (7.31%) y Propano (3.97%). También se calculan las emisiones de Dióxido de Carbono CO_2 , Metano CH_4 y Óxido Nitroso N_2O , con las fórmulas de las Regulaciones Federales del Gobierno de los Estados Unidos de América (40 CFR 98.253 - Calculating GHG emissions). A partir del poder calorífico del gas natural producido en el campo Ocultún como fuente de combustible se determinó el cálculo de energía en Btu/h y kW/h, para la generación de electricidad.

En el capítulo tres, con la composición del gas natural del campo Ocultún, tomada del análisis de laboratorio de Core Laboratories LP, proporcionado por el Departamento de Exploración Dirección General de Hidrocarburos, MEM, se muestran los datos comparativos de las emisiones que se han estado emitiendo al ambiente de Dióxido de Carbono CO_2 , Metano CH_4 y Óxido Nitroso N_2O versus la producción de gas natural del campo Ocultún.

En la segunda sección del capítulo tres, se selecciona el generador que funcionen con motor de combustión a gas natural con rangos de 800 a 1200 btu/ft³, generador que permita su adaptación de acuerdo a los requerimientos de la operación (modulares) y que brinde flexibilidad en la operación, mantenimiento y emitan bajas emisiones de gases contaminantes.

En el capítulo cuatro, se muestra la comparación entre las emisiones al ambiente de Dióxido de Carbono CO₂, Metano CH₄ y Óxido Nitroso N₂O luego de implementar el generador de combustión a natural. La disminución de los niveles de las emisiones de gases de efecto invernadero es considerable.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Definición de gas

El gas natural es un combustible fósil que posee moléculas muy dispersas entre sí y con gran velocidad a ciertas condiciones de presión y temperatura, razón por la cual no presenta un volumen definido puesto que están tan separadas que la fuerza de atracción entre ellas es muy débil. Se comprimen fácilmente al aumentar la presión y presentan densidades muy bajas. (Luis Cáceres Graziani, 1999).

1.1.1. Origen del gas natural

El origen del gas natural al igual que el del petróleo o el carbón, proviene de los procesos de descomposición de la materia orgánica que se formaron desde hace millones de años atrás.

Esta depositación se dio gracias a los organismos planctónicos que se fueron acumulando en el fondo marino de plataformas costeras o en las cuencas poco profundas de estanques, y que a través de los años con los procesos de meteorización quedaron enterradas bajo capas de tierra. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

Gracias a las condiciones de presión y temperatura estos compuestos orgánicos se descompusieron paulatinamente, debido a la ausencia de oxígeno y por la actuación bacteriana.

Al producirse esta descomposición se generaron gases, debido a los cambios de presión y por sus bajas densidades subían a través de las rocas porosas de la corteza terrestre hasta encontrarse con estructuras permeables, las cuales provocaron un atrapamiento en dichas rocas, estas dieron origen a lo que ahora conocemos como yacimientos de petróleo y gas, se conoce claramente cómo se originaron, pero a ciencia cierta en qué lugares exactos se encuentran no se sabe fácilmente, es por ello que es objeto de estudio para geólogos y geofísicos determinar donde hay existencia de estos yacimientos. (Fernando Pino Morales, 2010).

1.1.2. Composición del gas natural

“El metano (CH_4) es el principal componente del gas natural, aunque contiene también otros hidrocarburos ligeros como el etano (C_2H_6), el propano (C_3H_8), el butano (C_4H_{10}) o el pentano (C_5H_{12}) en menor proporción.

Habitualmente, se encuentra en una proporción del 85%, mezclado con un 10% de etano, un 3% de propano, un 0,1% de butano y un 0,7% de nitrógeno. Todos tienen un punto de ebullición muy bajo, de hasta $-158,9^\circ\text{C}$ en el caso del metano. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

Mientras que a temperaturas ordinarias los hidrocarburos con 5-10 átomos de carbono son líquidos, estos hidrocarburos de menor peso molecular (menos de 5 carbonos) se presentan en forma de gas o vapor.

Para extraer la energía contenida en los enlaces químicos C-H se debe producir el proceso de combustión.

La combustión es una reacción de oxidación (exotérmica) de un cuerpo combustible (gas) con otro cuerpo oxidante (aire), denominado comburente (Erika Pietro, 2013).

Esta transformación va acompañada de desprendimiento de calor, y el fenómeno acostumbra a ser perceptible por la presencia de una llama que constituye una fuente de luz y calor. Para tener lugar la combustión es necesario que el combustible y el comburente estén en contacto, con las proporciones adecuadas, y que la temperatura de la mezcla sea superior a su temperatura de ignición. (Erika Pietro, 2013).

La densidad relativa del gas natural, tomando el aire como referencia, es de 0,6 a 0,66, es decir, es menos denso o pesado que el aire". (Fernando Pino Morales, 2010).

El gas natural se caracteriza principalmente por su combustión limpia, debido a que cuando se lo combina con el aire no produce cenizas ni óxido de carbono ni otros contaminantes que pueden afectar al medio ambiente al ser expuestos al aire, el momento de la combustión esta presenta una llama de color azul muy característica, la cual permite indicar lo anteriormente dicho, ya que al observar una llama defectuosa se puede visualizar de otro color, lo cual indica que está emanando humos, monóxido de carbono (CO) y metano el cual es uno de los mayores causantes del efecto invernadero, es por ello que se debe tener mucho cuidado al combustionar compuestos para poder evitar impactos ambientales. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

“Se estima que la reservas mundiales son de más de 146 billones de metros cúbicos (146.000.000.000.000), los cuales, con el nivel actual de consumo, permitirían cubrir la demanda de más de 60 años.

El descubrimiento de nuevos yacimientos y las nuevas técnicas de extracción, no obstante, pueden aumentar esta cifra.” (Fernando Pino Morales, 2010.)

1.1.2.1. Tipos de gas natural

Existen varios tipos de gas natural, para poder clasificarlos, se ha tomado en cuenta su lugar de proveniencia, la composición y su almacenamiento, entre ellos tenemos:

1.1.2.2. Por su lugar de proveniencia

De acuerdo al lugar de donde se obtiene el gas natural, se clasifica en:

1.1.2.3. Gas asociado

Se lo encuentra en los yacimientos disuelto en el petróleo con grandes cantidades de hidrocarburos líquidos.

“El gas asociado de petróleo es un combustible ecológicamente limpio y de mucha energía. Tomando en cuenta que los volúmenes de extracción de petróleo son elevados, en el mundo ya existe la práctica de la utilización del gas asociado de petróleo como combustible para la generación de energía eléctrica en grandes y medianas industrias. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

El crecimiento continuo de las tarifas de energía eléctrica y su coste de producción, justifica plenamente la utilización del gas asociado de petróleo como combustible para la generación de energía.” (Ministerio de Energía y Minas, República de Colombia, 2005 La Cadena del Gas Natural en Colombia, Bogotá Colombia)

1.1.2.4. Gas no asociado o libre

Es el gas que tiene bajo contenido de líquidos disueltos, se obtiene de yacimientos que únicamente contienen gas y no petróleo.

1.1.2.5. Gas de condensación retrógrada

Es un gas intermedio que también lo encontramos en un yacimiento, donde inicialmente se lo tiene como gas y a medida que sale a la superficie se licua al momento que va cambiando sus condiciones de presión. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

1.1.2.6. Por su composición

De acuerdo a la composición química que presenta el gas natural se clasifica en:

1.1.2.6.1 Gas húmedo

Es el gas natural que contiene una riqueza de más de 3 galones por millón de pies cúbicos de hidrocarburos líquidos, obteniendo un contenido de componentes más pesados que el metano. Lo cual le permite obtener una gran capacidad calorífica. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

1.1.2.6.2 Gas seco

Es un gas natural que está libre de hidrocarburos condensables se compone esencialmente del metano (94-99 por ciento).

Según los tipos de gases y de acuerdo al gas que se obtiene de los yacimientos, se lo puede catalogar como gas húmedo amargo y al gas no asociado se lo puede definir como gas húmedo amargo, húmedo dulce o seco, es importante conocer que a través de los procesos que se puede aplicar al gas se puede obtener de un gas amargo un gas dulce gracias a los procesos de endulzamiento de gases. (Erika Pietro, 2013).

1.1.3. Por su almacenamiento

De acuerdo a su estado físico en el que se encuentra el gas natural se clasifica en:

1.1.3.1. Gas natural comprimido

Es un gas seco que se lo lleva a condiciones altas de presión almacenándolo en estado gaseoso.

1.1.3.2. Gas natural licuado

Es el gas natural que se compone principalmente de metano, para ayudar su almacenamiento y transporte se lo somete a un proceso criogénico para bajar su temperatura hasta -161 grados Celsius, para con esto reducir su volumen en una relación 600 a 1. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

1.2. Yacimientos de gas-petróleo

Son rocas saturadas de hidrocarburos las cuales poseen una capa de gas en la parte más alta de la trampa, lo cual funciona como mecanismo para la producción hacia la superficie.

1.3. Relación gas-aceite (GOR)

Es la relación que hay de pies cúbicos de gas con respecto a un barril de petróleo producido, para definirlos deben estar medidos a condiciones estándar de presión y temperatura. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

$$GOR = \frac{\text{Vol. gas condiciones estandar}}{\text{Vol. petróleo condiciones estandar}} = \frac{SCF}{STB}$$

1.4. Razón de solubilidad

Es la cantidad de gas en solución presente en el crudo.

$$R_s = \frac{\text{Vol. gas disuelto a CS}}{\text{Vol. petróleo a CS}}$$

1.5. Ley de los gases ideales

Esta ley permite asemejar la realidad, no precisamente, pero es de una gran ayuda cuando se va a trabajar con gases que se encuentran hasta 4 atmósferas de presión. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

1.5.1. Ley de Boyle

A temperatura constante el producto de la presión por el volumen fijo de un gas es constante.

$$P1 * V1 = P2 * V2$$

En donde:

P = presión

V = Volumen

1.5.2. Ley de Charles

A presión constante, mientras la temperatura absoluta va incrementando el volumen también, es decir, son directamente proporcionales. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

$$V1 * T2 = V2 * T1$$

En donde:

T = temperatura

V = volumen

1.5.3. Ley combinada

Las leyes de Boyle y Charles se las puede usar combinándolas y así resolver diferentes situaciones dadas.

$$P1 * V1 * T2 = P2 * V2 * T1$$

En donde:

P= presión

V= volumen

T= temperatura

1.5.4. Ecuación de los gases ideales

$$P * V = n * R * T$$

En donde

P = presión

n = número de moles

R = constante de los gases ideales

T = temperatura en grados

1.6. Gas ideal

Es un gas que tiene sus partículas en movimiento libre y no tiene atracción entre ellas por esta razón no puede cambiar su estado ni a sólido ni a líquido.

Para que un gas se comporte de esta manera debe estar bajo 4 atmósferas de presión y 60 de temperatura de operación. (Ramiro Palacios y J. Martínez, 1995).

1.6.1. Condiciones ideales

1.6.1.1. Condiciones ideales científicas

Cuando el gas se encuentra a 273,15 °K y 101325 Pascales de presión está en condiciones ideales científicas.

1.6.1.2. Condiciones ideales industriales

Cuando el gas se encuentra a 60 F (15,5°) y 14,7 psi (101352 Pa) está a condiciones ideales industriales.

1.6.2. Ley de Dalton para mezclas

Para conocer la presión total de una mezcla es necesario calcular las presiones parciales que ejerce cada componente de la mezcla obteniendo así la siguiente ecuación:

$$P = PA + PB + PC + \dots$$

En donde:

P= presión total

PA = presión parcial del componente "A"

PB = presión parcial del componente "B"

PC = presión parcial del componente "C"

1.6.3. Ley de Amagat

Para conocer el volumen total de la mezcla es necesario sumar los volúmenes parciales que cada componente ocupa a una presión y temperatura determinada. (Erika Pietro, 2013).

Se puede utilizar esta fórmula si la mezcla de gases es óptima para trabajar con la ley de gases ideales.

$$V = VA + VB + VC + \dots$$

En donde:

V= volumen total

VA = volumen parcial del componente "A"

VB = volumen parcial del componente "B"

VC = volumen parcial del componente "C"

1.7. Gas real

Es un gas que posee propiedades que no se comportan de una manera fija, cuando las condiciones de operación sobrepasan las 4 atmosferas y 60 el gas se comporta como real. Por esta razón es necesario calcular el factor de compresibilidad para entender su comportamiento.

1.8. Factor de compresibilidad Z

Cuando las condiciones de operación son altas los gases se comportan como reales y es necesario calcular el factor de compresibilidad Z.

$$Z = \frac{V \text{ como real}}{V \text{ como ideal}}$$

Los gases trabajan a diferentes presiones y en el caso de presiones altas las correlaciones que se utiliza para gases ideales no son de mayor ayuda puesto que presentan un error aproximado al 500 %, por esta razón, se debe calcular un factor de compresibilidad Z que corrija y permita modelar el comportamiento del gas a diferentes condiciones. (Ramiro Palacios y J. Martinez,1995).

Z es un factor de corrección que se introduce en la ecuación de estado de los gases ideales con el fin de modelar el comportamiento de los gases reales, puesto que a condiciones bajas de presión y alta temperatura estos se comportan como ideales (bajo 4 atm), mientras que al superar esta presión se comportan como reales, para ello se calcula el valor de esta desviación entre ambos comportamientos. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

Es importante conocer el punto crítico de los gases, puesto que mientras más cerca este, el factor de desviación será mayor.

Obteniendo así:

$$P * V = Z * n * R * T$$

En donde

P = presión

V = volumen

n = número de moles

R = constantes de los gases ideales

T = temperatura absoluta

Tabla I. Unidades típicas para las ecuaciones de gas

Presión	Volumen	Temperatura	Constante de los gases	Unidades de las constante
Atmósferas	Litros	°K	0.082	$\frac{lt.atm}{°K*gr-mol}$
Psia	Pie cúbico	°R	10.73	$\frac{ft^3psia}{°Rlb-mol}$

Fuente: Ingeniería de Gas Natural, Características y Comportamiento de los Hidrocarburos 1995.

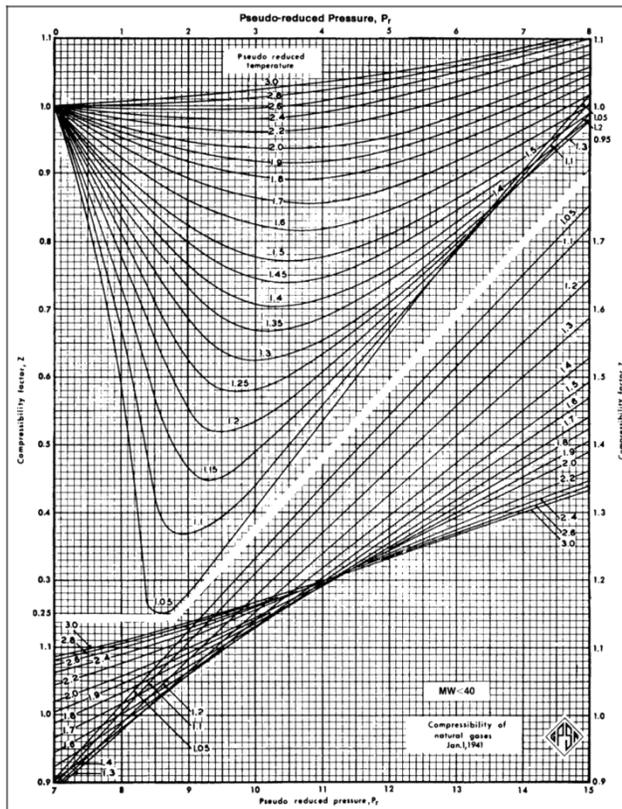
$$\frac{Lb}{Plg2} \text{ ABOSLUTA} = P_{sia}$$

$$\frac{Lb}{Plg2} \text{ MANOMETRICA} = P_{sig}$$

1.9. Procedimiento para calcular el factor de compresibilidad Z para mezclas gaseosas reales por el método de Standing Katz

- Hallar la fracción molar de cada componente (γ_i)
- Con los valores de presión y temperatura pseudoreducida corregidas interpolar en la figura 1 de Standing Katz.

Figura 3. Factor de compresibilidad de los gases naturales



Fuente: Ramiro Pérez Palacio, et. Al., Ingeniería de Gas Natural, Características y Comportamiento de los Hidrocarburos (1995).

1.10. Corrección por Impurezas del Factor Z

Debido a la diferente composición de los gases especialmente los agrios, es decir, los que se componen de altos porcentajes de y se ve alterado el valor de Z obtenido, mediante el gráfico. Especialmente cuando el gas contiene un porcentaje mayor al 4 % del volumen molar de impurezas y por lo menos 50 % de metano por volumen, se debe calcular la presión y temperaturas críticas corregidas con las ecuaciones (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} * T'_{pc}}{T_{pc} + \varepsilon(B - B_2)}$$

Para utilizar estas fórmulas, se debe calcular ε de la siguiente forma:

En donde:

T'_{pc} = temperatura pseudocrítica corregida (°R)

T_{pc} = temperatura pseudocrítica (°R)

ε = factor de corrección (°F)

P_{pc} = presión pseudocrítica (psi)

P'_{pc} = presión pseudocrítica corregida (psi)

B = fracción en moles de H₂S

A = fracción en moles CO₂ + B

Para hallar la presión y temperatura pseudoreducidas correctas utilizamos las siguientes ecuaciones:

$$P_{sc}' = \frac{P}{P'_{pc}}$$

$$T_{cs'} = \frac{T}{T'_{pc}}$$

En donde:

P_{sc} = presión pseudoreducida corregida (psi)

T_{sc} = temperatura pseudoreducida corregida (°R)

P = presión de trabajo (psi)

P'_{pc} = presión pseudocrítica corregida (psi)

T = temperatura de trabajo (°R)

T'_{pc} = temperatura pseudocrítica corregida (°R)

1.11. Temperatura crítica del gas

Es la máxima temperatura a la cual el gas puede licuarse, es decir, por encima de este valor no puede existir líquido.

1.11.1. Temperatura pseudocrítica del gas

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3\gamma_g$$

$$T_{pc} = 168 + 325 + \gamma_g - 12.5(\gamma_g)^2$$

En donde:

T_{pc} = temperatura pseudocrítica (°R)

γ_g = gravedad específica del gas (adimensional)

$$T_{pc} = \sum (y_i * t_{ci})$$

En donde:

T_{pc} = temperatura pseudocrítica (°R)

y_i = fracción molar (ppm)

t_{ci} = temperatura crítica de cada componente (°R)

1.11.2. Temperatura pseudoreducida

También se puede calcular de la siguiente ecuación:

$$T_{sc} = \frac{\sum(Tc * \gamma_i)}{T_o}$$

En donde:

Tsc = temperatura pseudoreducida (°R)

Tc = temperatura crítica (°R)

Yi = fracción molar

To = temperatura de operación (°R)

1.11.3. Presión crítica del gas

Es la mínima presión requerida para licuar un gas a su temperatura crítica.

1.11.3.1. Presión Pseudocrítica del gas

$$P_{sc} = \sum \frac{(Pc * \gamma_i)}{P_o}$$

En donde:

Psc= presión pseudoreducida (psi)

Pc = presión crítica (psi)

Yi= fracción molar

Po= presión de operación (psi)

1.12. Parámetros frecuentes de contaminantes del gas natural asociado al petróleo

1.12.1. Principales contaminantes líquidos

- Tamaño de partículas sólidas < 0.001 ppm
- Agua condensada: 1,000 - 10,000 ppm
- Petróleo: 10- 10,000 ppm
- Residuos de químicos: anticorrosivos, demulsificantes
- Gasolinas ligeras: pentanos, hexanos

1.12.2. Principales contaminantes gaseosos

- Vapor de agua (humedad): 1,000 - 3,000 lbs agua/MMscfd
- Gas carbónico (CO₂): 5 - 30 % en masa
- Nitrógeno: 1 - 5 % en masa
- Sulfuro de Hidrógeno.> 1000 ppm
- Helio > 99.99 ppm
- Mercurio 0-50 ppm

1.12.3. Propiedades físicoquímicas del gas

1.12.3.1. Peso molecular

Es la sumatoria de cada compuesto multiplicado por su fracción molar.

$$Pmg = \sum (\gamma_i * M_i)$$

En donde:

Pmg = peso molecular del gas

Y_i = fracción molar del compuesto

M_i = peso molecular del compuesto

1.12.3.2. Densidad del gas para gases ideales

$$Pg = \frac{p * M}{R * T}$$

En donde:

P_g = densidad del gas

p = presión

M = peso molecular

R = constante universal de los gases

T = temperatura

1.12.3.3. Densidad para gases a cualquier presión y temperatura

$$Pg = 2.70 \frac{\gamma g * P}{T * Z}$$

$$Pg = 0.093 \frac{(P * M)P}{T * Z}$$

En donde:

P_g = densidad del gas

Y_g = gravedad específica del gas (aire =1)

P = presión

T = temperatura

Z = factor de compresibilidad o factor de desviación

PM = peso molecular del gas

1.12.3.4. Viscosidad del gas

La viscosidad del gas es mucho menor que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido.

- **Viscosidad dinámica**

La viscosidad dinámica o absoluta tiene como unidades el Poise (P).

1poise = 100 centipoise = 1 g/(cm·s) = 0,1 Pa·s.

1centipoise = 1 m Pa·s.

La viscosidad de los gases está generalmente entre 0,005 y 0,002 cP

- **Viscosidad cinemática**

Es la relación entre la viscosidad dinámica y la densidad. La viscosidad cinemática tiene como unidad el Stoke con dimensiones de centímetro cuadrado por segundo.

$$Uc = \frac{Ud}{Pg}$$

Donde:

Uc = viscosidad cinemática (cst)

Ud = viscosidad dinámica (cp)

Pg = densidad del gas (lb/ft³)

1.12.4. Índice de Wobbe

Este valor indica la relación en porcentaje de GLP-aire que debe haber en la mezcla de gas para proporcionar las mismas características del gas natural. Si el valor obtenido está por debajo del índice de Wobbe del gas natural significa que se debe aumentar el porcentaje de gas y reducir el de aire. El índice de Wobbe para el gas natural debe estar entre 9.680 y 13.850 Kcal/Nm³. Se puede determinar con la siguiente ecuación (Erika Pietro, 2013) :

$$\text{índice de Wobbe} = PC \frac{1}{GE}$$

En donde:

Índice de Wobbe $\frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3}$

PC = Poder calorífico $\frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3}$

GE = Gravedad específica (adimensional)

1.12.5. Contenido líquido o riqueza de un gas (gpm)

Es una medida de la cantidad de galones de líquidos que se puede obtener por cada mil pies cúbicos de gas medidos a condiciones estándar es decir a la cantidad de hidrocarburos líquidos que se pueden condensar.

Es muy importante este valor para conocer cuanta cantidad de GLP o gasolinas naturales se puede obtener del gas natural, y sobre todo porque de este depende el valor que se le asignará a la mezcla gaseosa (Ramiro Palacios y J. Martínez, 1995).

Tabla II. **Composición del gas natural**

Componente		Fracción Molar
Metano	CH ₄	91.460
Etano	C ₂ H ₆	3.580
Propano	C ₃ H ₈	1.450
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	0.230
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0.420
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.090
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.100
C ₆	C ₆ H ₁₄	0.060
C ₇	C ₇ H ₁₄	0.050
Nitrógeno	N ₂	0.800
Anhídrido Carbónico	CO ₂	1.760
Total		100.00

Fuente: Ingeniería de Gas Natural, Características y Comportamiento de los Hidrocarburos (1995).

1.12.6. **BTU**

Un BTU se define como la cantidad de calor que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.

“El gas natural puede tener de 8.000 a 11.115 kilocalorías/metro cúbico, lo que equivale a 900 y 1.250 BTU/pie cúbico, respectivamente. De acuerdo con las definiciones dadas anteriormente, esto significa que un gas que tenga 1.000 kilocalorías/m³ de poder calorífico aumentará la temperatura de un metro cúbico o 1.000 kilos de agua 1 °C, aproximadamente, y si tiene 1.000 BTU aumentará la temperatura de 1.000 libras de agua 1 °F. El petróleo crudo tiene poder calorífico que va de 8.500 a 11.350 calorías por gramos o 15.350 a 22.000 BTU por libra. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

Así que, por medio del poder calorífico del gas natural en general o de sus componentes en particular, y el poder calorífico de

los crudos, es posible hacer cálculos que permiten determinar que tantos metros cúbicos o pies cúbicos de gas equivalen a un metro cúbico o barriles de petróleo.” (Ingeniería del Gas Natural, 2013)

1.12.7. Entalpia

Es una forma de medir el calor total o lo que es lo mismo, la cantidad de energía que tal sistema puede intercambiar con su entorno. Es en tal sentido que la entalpía es numéricamente igual al calor intercambiado con el ambiente exterior al sistema en cuestión. Usualmente la entalpía se mide, dentro del Sistema Internacional de Unidades, en julios. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

1.12.8. Punto de burbuja

Es la presión a la cual se desprende la primera burbuja de gas de un volumen de fluido que contenga gas disuelto y se encuentre en equilibrio en el yacimiento. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

1.12.9. Punto de rocío

El punto de rocío o temperatura de rocío es la temperatura a la cual se forma la primera gota de agua es decir que empieza a condensarse el vapor de agua al igual que otros componentes que se encuentran formando el gas.

1.12.10. Calor latente de vaporización

Es la cantidad de calor que se le debe suministrar a una libra de un líquido a la temperatura de saturación para poder llegar al estado de vapor, este va decreciendo a medida que incrementa la presión.

1.12.11. Poder calorífico

Es la cantidad de calor que se podría obtener de una unidad de masa al combustionarlo, se lo utiliza para determinar la calidad como combustible y a la vez su precio.

$$\text{Poder calorífico} = \frac{\text{Aumento de temperatura del peso del agua} * \text{peso del gas}}{\text{Volumen de gas consumido y corregido}}$$

Para obtener el poder calorífico de una mezcla de gas se utiliza la siguiente ecuación:

$$Pc \text{ mezcla} = \sum (\gamma_i * Pc_{mezcla})$$

En donde:

VC = poder calorífico de la mezcal gaseosa BTU/pie³

Yi = fracción molar del componente

VCi= componente calorífico del componente en BTU/pie³

1.12.12. Tipos de poderes caloríficos

Existen dos tipos de calor que puede brindar un cuerpo neto y bruto que se explican a continuación:

1.12.12.1.Poder calorífico superior (bruto)

Es la cantidad de calor obtenida de la unidad de masa o de volumen, cuando el agua formada por la combustión se condensa completamente durante la prueba.

1.12.12.2.calorífico inferior (neto)

Es la cantidad de calor obtenida de la unidad de masa o de volumen, cuando el agua formada por la combustión existe solo en el vapor.

1.12.13. Cromatografía de gases

Es un análisis cualitativo y cuantitativo que se realiza a la mezcla de gas, con el fin de conocer los hidrocarburos presentes y las impurezas que este posee como por ejemplo agua, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno ,etc. Se lo realiza mediante la utilización de un método físico basado en la adsorción y absorción los cuales permiten detectar los diferentes compuestos de acuerdo a su diferente velocidad e intensidad con los que son absorbidos y adsorbidos con un adsorbente determinado. (Erika Pietro, 2013).

1.12.14. Medidores de caudal volumétrico

Los medidores de caudal volumétrico pueden determinar el caudal de volumen de fluido de dos formas:

- Directamente (con dispositivos de desplazamiento positivo)
- Indirectamente (mediante dispositivos de presión diferencial)

1.13. Endulzamiento de gases

Se basa principalmente en la eliminación de las impurezas que este contiene por ejemplo el sulfuro de hidrógeno, denominado ácido sulfhídrico. con el objetivo de poder cumplir con especificaciones para comercializarlo y poderlo utilizar en los procesos de manera confiable.

Un gas dulce puede ser tranquilamente utilizado en equipos y tuberías debido a que este posee bajas cantidades de compuestos azufrados por ello si se trabaja con este gas no es necesario purificarlo.

La purificación del gas se centra en remover las impurezas en fase de vapor que contiene una corriente gaseosa. Para la purificación del gas se puede utilizar la absorción en un líquido. (Ramiro Palacios y J. Martínez, 1995).

1.13.1. Procesos de aminas

Debido a las diferencias anteriores se tiene una mayor aceptación con las etanolaminas, ya que estas poseen una alta reactividad es decir brindarán eficiencia en el proceso, hay disponibilidad de agentes químicos, bajos costos y sobre todo se tiene una alta experiencia en el endulzamiento de gases.

1.13.1.1. Ejemplos de aminas

- Monoetanolamina (MEA)
- Dietanolamina (DEA)

- Trietanolamina (TEA)
- Metildietanolamina (MDEA)
- Diglicolamina (DGA)
- Diisopropanolamina (DIPA)

1.13.1.2. Procesos de absorción con aminas

Dependiendo del tipo de amina que se utilice únicamente variará la solución, pero el proceso básico será el mismo y tendrá el mismo fin de endulzar el gas.

1.13.1.3. Equipos del proceso de absorción con aminas

- Contactador
- Columna de despojamiento
- Tuberías de interconexión
- Intercambiadores de calor
- Equipos de separación

1.13.1.4. Descripción del proceso de absorción con aminas

El gas agrio debe pasar a través de un depurador para remover cualquier líquido libre y arrastrar los sólidos. El gas agrio ingresa al contactor por el fondo en el cual fluye ascendentemente y entra en contacto con la solución de amina en contracorriente, como resultado en gas endulzado saldrá por el tope del contactor el cual generalmente va a una unidad de deshidratación del gas. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

1.13.2. Deshidratación del gas natural

Debido a que cuando se obtiene gas natural este lleva un porcentaje de agua en forma de líquido y vapor es necesario deshidratarlo, ya que se lo puede definir como una impureza del gas puesto que al utilizar el gas junto con el agua, las máquinas podrían dañarse, debido a la corrosión o la formación de hidratos los cuales pueden solidificarse, taponar o hasta romper tuberías, válvulas, es decir todo tipo de accesorios del proceso. (Ramiro Palacios y J. Martinez, 1995).

Debido a estos posibles problemas la mejor solución es prevenir, para ello es necesario la deshidratación del gas antes de poderlo utilizar en plantas de proceso. Para esto se puede trabajar con el punto de rocío el cual indicará qué temperatura el vapor comenzará a condensarse. (Erika Pietro, 2013).

Existen procesos por absorción y adsorción de igual forma que en el proceso de endulzamiento.

1.13.2.1. Agentes deshidratantes

- Ácido sulfúrico concentrado
- Alumina activada
- Sílica gel
- Tamices moleculares

1.14. Principales usos del gas natural

Se lo puede usar como materia prima en procesos químicos convirtiéndolo en hidrógeno, metileno o metanol, para la elaboración de fertilizantes y plásticos, como energético en equipos ya sean hornos, calderos, secadores, etc.

Las industrias alimenticias, de cerámicas y textiles también requieren gas natural como combustible.

Las tecnologías existentes para la utilización energética del gas asociado son, los generadores, las turbinas de gas y vapor, los motores de combustión interna que utilicen únicamente gas como combustibles y los motores de combustión interna que utilizan una mezcla de combustibles gas-líquido y se denominan sistemas duales tipo "Bi-Fuel". A continuación se presentan estas tecnologías. (Word Bank, 2004)

1.14.1. Turbina de gas

En una turbina a gas, un compresor alimenta con aire a alta presión la cámara de combustión en donde se inyecta el combustible. Al producirse la combustión, se generan gases a alta presión y temperatura, los cuales sirven de alimentación para la turbina donde se expanden e inciden sobre los álabes móviles de la turbina. Estos últimos giran alrededor de su eje, generando así energía mecánica que luego se transforma en energía eléctrica. Esto último es posible mediante el acoplamiento de un generador a la flecha de la turbina. (Secretaría de Energía de México, 2009).

1.14.2. Turbina a vapor

En este equipo, el vapor a alta presión proveniente de una caldera convencional, al pasar por las toberas de la turbina se expande y aumenta su velocidad. Este vapor a alta velocidad, al incidir sobre los álabes móviles de la turbina hace que éstos giren alrededor de su eje generando energía mecánica. Esta energía se convierte luego en energía eléctrica, mediante el acoplamiento de un generador a dicha turbina. (Secretaría de Energía de México, 2009).

1.15. Huella de carbono

Para establecer la huella de carbono de una organización y a las fuentes emisoras que se analizan en su cálculo, se recurre al término Alcance, clasificándolo en alcance 1, 2 y 3. Las emisiones asociadas a las operaciones de una organización se pueden clasificar como emisiones directas o indirectas.

Emisiones directas de GEI: son emisiones de fuentes que son propiedad de o están controladas por la organización. De una manera muy simplificada, por ejemplo, las emisiones asociadas al sistema de calefacción si éste se basa en la quema de combustibles fósiles.

Emisiones indirectas de GEI: son emisiones consecuencia de las actividades de la organización, pero que ocurren en fuentes que son propiedad de o están controladas por otra organización. Un ejemplo de emisión indirecta es la emisión procedente de la electricidad consumida por una organización, cuyas emisiones han sido producidas en el lugar en el que se generó dicha electricidad.

“Una vez definidas cuáles son las emisiones directas e indirectas de GEI y para facilitar la detección de todas ellas, se han definido 3 alcances”: (Huella de Carbono y para la Elaboración de un Plan de Mejora de una Organización, Madrid España 2015).

Alcance 1: emisiones directas de GEI. Por ejemplo, emisiones provenientes de la combustión en calderas, hornos, vehículos, etc., que son propiedad de o están controladas por la entidad en cuestión. También incluye las emisiones fugitivas (p.ej. fugas de aire acondicionado, fugas de CH₄ de conductos).

Alcance 2: emisiones indirectas de GEI asociadas a la generación de electricidad adquirida y consumida por la organización.

Alcance 3: otras emisiones indirectas. Algunos ejemplos de actividades de alcance 3 son la extracción y producción de materiales que adquiere la organización, los viajes de trabajo con medios externos, el transporte de materias primas, de combustibles y de productos (por ejemplo, actividades logísticas) realizados por terceros o la utilización de productos o servicios ofrecidos por otros.

1.15.1. Base metodológica del cálculo

En una primera aproximación puede decirse que el cálculo de la huella de carbono consiste en aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Huella de carbono} = \text{Dato actividad} \times \text{factor emisión}$$

dónde:

- El dato de actividad, es el parámetro que define el grado o nivel de la actividad generadora de las emisiones de GEI. Por ejemplo, cantidad de gas natural utilizado en la calefacción (kWh de gas natural).
- El factor de emisión (FE) supone la cantidad de GEI emitidos por cada unidad del parámetro “dato de actividad”. Estos factores varían en función de la actividad que se trate. Por ejemplo, en relación a la actividad descrita anteriormente (consumo de gas natural para la calefacción), el factor de emisión sería 0,202 kg CO₂ eq/kWh de gas natural.

Como resultado de esta fórmula obtendremos una cantidad (g, kg, t, etc.) determinada de dióxido de carbono equivalente (CO₂ eq).

EJEMPLO

Para un medio de transporte cualquiera:

Emisiones = Combustible consumido x FE

Emisiones = litros combustible x FE (CO₂eq/litro)

Las unidades en las que estén expresados los factores de emisión han de escogerse en función de los datos de la actividad de que se disponga. En esta guía se expondrán los factores de emisión referidos a las unidades que, con mayor frecuencia, definen los datos de las actividades en cada caso.

Por otro lado, cabe destacar a qué hace referencia el término CO₂eq, unidad utilizada para exponer los resultados en cuanto a emisiones de GEI. Los gases que se indican en el Protocolo de Kioto como máximos responsables del efecto invernadero. (Huella de Carbono y para la elaboración de un Plan de Mejora de una Organización, Madrid España 2015).

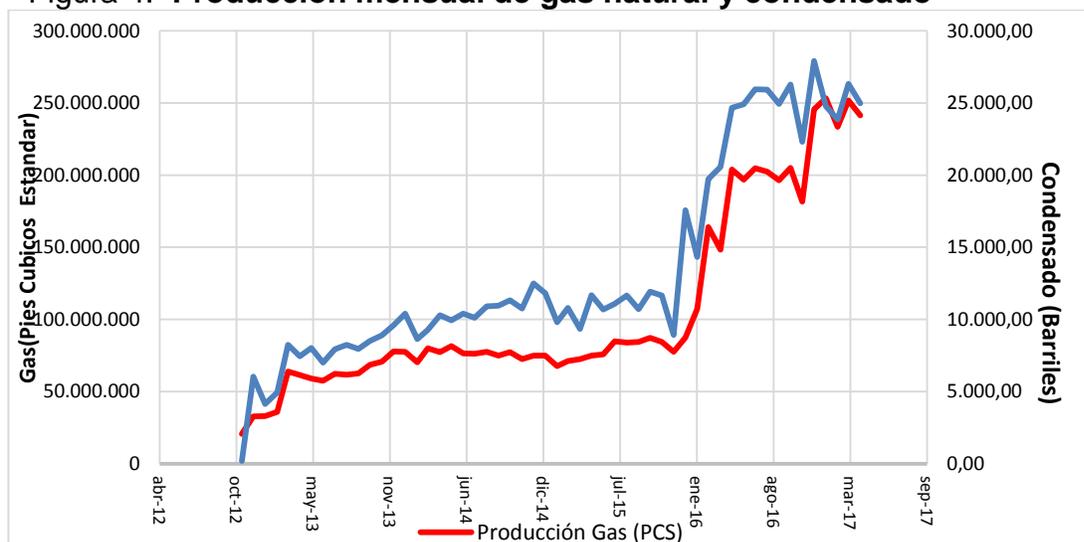
2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

2.1. Análisis de la situación actual de la quema de gas natural en un campo petrolero en Guatemala

La situación actual para comprobar la quema de gas natural al ambiente se realizó en el campo Ocutún, ubicado en el municipio de la Libertad del Departamento de Petén. Conforme información obtenida en el Departamento de Exploración de la Dirección General de Hidrocarburos actualmente el campo cuenta con 3 pozos produciendo condensado con gas natural asociado, quemándose al ambiente 8 millones de pies cúbicos al día, 240 Millones de pies cúbicos al mes.

La siguiente gráfica muestra la relación la producción gas natural y la producción de condensado del campo Ocutún, para el período comprendido de noviembre de 2012 a marzo de 2017.

Figura 4. Producción mensual de gas natural y condensado



Fuente: elaboración propia, 2017.

La quema de gas natural en el campo Ocultún inició en el mes de noviembre de 2012, con una primera producción de 20 millones de pies cúbicos de gas natural y 184 barriles de condensado provenientes del pozo Ocultún-2X, conforme se realizaron las evaluaciones de dicho pozo la producción se fue estabilizando a una producción mensual de 70 millones de pies cúbicos de gas natural y 8,000 barriles de condensado. En el mes de junio de 2014 con el aporte de 8 millones de pies cúbicos de gas natural del pozo Ocultún-1X-CH la producción de gas natural mensual se mantuvo en un promedio de 78 millones de pies cúbicos al mes con una producción de condensado de 11,000 barriles. Con el aporte de producción inicial del pozo Ocultún-4X-ST de 20 millones de pies cúbicos de gas natural y 10,000 barriles de condensado, en el mes de diciembre de 2015 la producción mensual de gas natural se fue incrementando y conforme el pozo se estabilizó este aportó un promedio de 162 millones de pies cúbicos de gas natural y 15,000 barriles de condensado. Actualmente con el aporte de los 3 pozos mencionados anteriormente el campo Ocultún produce un total de 240 millones de pies cúbicos mensuales de gas natural y 25,000 barriles de condensado.

2.2. Facilidades tempranas de producción

El proceso de producción de condensado con gas natural asociado proviene de tres pozos denominados Ocultún-1X-CH, Ocultún-2X y Ocultún-4X-ST pozos exploratorios que fueron perforados a las profundidades de 12,041, 12,936 y 12,214 MD pies respectivamente con el objetivo de encontrar petróleo crudo en la formación litológica denominada Cobán D, derivado del análisis de laboratorio las características del hidrocarburo encontrado con 60 grados API se encuentra saturado en condiciones iniciales, lo que significa que el punto de rocío es igual a la presión de yacimiento inicial. La disolución del condensado se denomina condensación retrógrada, debido a que ocurre en sentido contrario

al comportamiento de las sustancias puras evaporándose cuando la presión cae por debajo de la presión de saturación en condiciones isotérmicas (temperatura constante), produciendo el gas natural asociado.

Figura 5. Facilidades tempranas de producción del campo Ocultún



Fuente: tomada por el autor, mayo 2017.

Actualmente, el campo Ocultún cuenta con facilidades tempranas de producción, en la industria petrolera luego de perforado un pozo, se realizan pruebas de producción colocando para el efecto un árbol de válvulas que se conecta a la cabeza de cada pozo.

En la entrada de la planta de producción, existe un lugar en el cual se junta la tubería proveniente de cada pozo, con válvulas de cierre las cuales se pueden cerrar en determinados casos en que así se requiera, a esta parte de la tubería se le llama Manifold.

El objetivo del Manifold es la repartición de los diferentes flujos de petróleo al separador, la separación se hace debido a la característica del hidrocarburo recién extraído, el cual viene mezclado con gas.

Al llegar el hidrocarburo producido por los pozos, por lo general está acompañado por agua de formación, sales contenidas en el agua, sólidos en distintos tipos y tamaños y otros contaminantes peligrosos y corrosivos. Este proceso se realiza en la planta por medio de un separador trifásico.

La separación del hidrocarburo se lleva a cabo en dos fases durante, una fase primaria de separación en la que se libera al hidrocarburo de la mayor parte de gas y agua, y la fase secundaria en la que se separan los residuos que puedan haber quedado de la primera fase de separación, luego el hidrocarburo líquido es enviado por diferencia de presión a los tanques de almacenamiento (2 tanques instalados de 2,000 barriles cada uno) y el gas es enviado a las torres de quema.

Figura 6. Cabezal del pozo Ocultún 2x y torres de quema de gas natural



Fuente: tomada por el autor, mayo 2017.

2.3. Estudio de las propiedades del gas natural producido en el campo Ocultún

Para determinar los impactos en cuanto al potencial para producir electricidad y emisiones de efecto invernadero que actualmente el campo Ocultún emite al ambiente es necesario conocer las propiedades del gas natural que se quema diariamente.

Es de suma importancia que la empresa operadora del contrato petrolero en donde se ubica el campo Ocultún invierta en el proceso de endulzamiento eliminación de gas ácido con el fin de remover el H₂S y el CO₂ del gas natural producido, debido a que estos compuestos son gases que pueden ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas para generación de electricidad, así como también problemas de corrosión, olores perniciosos, emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida, entre otros.

Tabla III. **Composición química del gas natural del campo Ocultún**

Componente		% Molar	% Peso
H2	Hidrógeno	0.00	0.00
H2S	Sulfuro de Hidrógeno	5.20	7.88
CO2	Dióxido de Carbono	2.52	4.92
N2	Nitrógeno	10.98	13.67
C1	Metano	67.18	47.84
C2	Etano	7.31	9.76
C3	Propano	3.97	7.78
i-C4	i-Butano	0.69	1.78
nC4	n-Butano	1.30	3.36
nC5	Neo-Pentano	0.00	0.01
i-C5	i-Pentano	0.36	1.15
nC5	n-Pentano	0.29	0.92
C6	Hexanos	0.15	0.62
	Mesi-Deciopentano	0.01	0.03
	Benceno	0.00	0.01
	Ciclo hexano	0.01	0.04
C7	Heptanos	0.02	0.10
	Meti-Deciohexano	0.00	0.02
	Tolueno	0.00	0.01
C8	Octanos	0.00	0.03
	Etilbenceno	0.00	0.02
	MP-Xi	0.00	0.00
	O-Xt	0.00	0.01
C9	Nonanos	0.01	0.04
C10	Decanos		
Totales		100.00	100.00

Fuente: Core Laboratories LP, Departamento de Exploración Dirección General de Hidrocarburos, MEM.

Como se puede analizar en la (Tabla I.), actualmente se está quemando un gas natural rico en Metano (67.18%), Etano (7.31%) y Propano (3.97%), desaprovechando su poder calorífico y al mismo tiempo contaminando con la

quema de Dióxido de Carbono CO₂, quemándose al ambiente metano CH₄ gas potente que contribuye al Calentamiento Global y Nitrógeno que al entrar al contacto con el oxígeno forma Óxido Nitroso (N₂O).

Tabla IV. Poder calorífico del Gas Natural del campo Ocultún

	BTU/pie cúbico	Presión Ipca	Temperatura °F
Valor Calorífico Bruto Ideal	1045.3	14.696	60°F
Valor Calorífico Neto ideal	948.1	14.696	60°F

Fuente: Core Laboratories LP, Departamento de Exploración Dirección General de Hidrocarburos, MEM.

2.4. Emisiones de la quema del gas natural del campo Ocultún

Para cálculo de variables en el estudio se calcularon las emisiones por combustión en quema (Flare), los factores de emisión fueron tomados de las Regulaciones Federales del Gobierno de los Estados Unidos de América (40 CFR 98.253 - Calculating GHG emissions).

2.4.1. Cálculo emisiones de CO₂

Debido a que la mezcla de emisiones no es conocida, las emisiones de CO₂ por quema (Flare) se estiman con un 98 % de eficiencia de combustión en la conversión en Quema (Flare) del carbono en el gas a CO₂, como muestra la siguiente ecuación.

$$CO_2 = 0.98 \times 0.001 \times \left\{ \frac{44}{12} \times (V) \times \frac{(M)}{MVC} \times (CC) \right\}$$

CO_2 = Emisiones anuales de (Toneladas métricas/año).
 0.98 = Eficiencia de combustión
 0.001 = factor de conversión (Toneladas métricas por kilogramo, mt/kg).
 44 = Peso molecular CO_2 (kg/kg-mol).
 12 = Peso Atómico del Carbono (kg/kg-mol).
 (V) = Volumen del gas quemado durante el periodo (pies cúbicos estándar)
 (MW) = Porcentaje del peso molar del gas quemado (mol).
 MVC = Conversión molar de volumen 836.6 scf/kg-mole at 60 °F y 14.7 psia).
 (CC) = % del peso del contenido de CO_2

$$CO_2 = 114,158.03 \text{ Toneladas métricas/año}$$

Tabla V. **Datos para el cálculo de CO_2**

Descripción	Datos	Variables
Volumen gas quemado año 2016	2,143,686,001	Pies cúbicos estándar
(MW) CO_2	2.52	% Molar
(CC) CO_2	4.92	% Contenido

Fuente: elaboración propia, 2017.

2.4.2. Cálculo de emisiones de Metano CH_4

Para las emisiones de Metano CH_4 procedentes de la quema de gas, la práctica general de la industria supone el 0,4% residual, de Metano CH_4 sin quemar que queda en el gas, como lo muestra la siguiente ecuación:

$$CH_4 = \left(CO_2 \times \frac{Em_{FCH_4}}{Em_F} \right) + CO_2 \times \frac{0.02}{0.98} \times \frac{16}{44} \times 0.4$$

En donde:

E_{CH_4} = Emisiones anuales de (Toneladas métricas/año).

CO_2 = Emisiones anuales (Toneladas métricas/año)

Em_{FCH_4} = Factor de emisión del gas 1 kg CH_4 /MMBtu

Em_f = Factor de emisión CO_2 60 kg CO_2 /MMBt

0.02/0.98 = factor de corrección de la eficiencia de la quema.

16/44 = Factor de corrección del peso molecular de CH_4 a CO_2 .

0.4 = Residual, de Metano CH_4 sin quemar que queda en el gas

$$CH_4 = 2,241.51 \text{ Toneladas métricas/año}$$

Tabla VI. Datos para el cálculo CH_4

Descripción	Datos	Variables
Emisiones CO_2	114,158.03	Toneladas Métricas

Fuente: elaboración propia, 2017.

2.4.3. Cálculo de emisiones de Óxido Nitroso NO_2

Para las emisiones de Óxido Nitroso N_2O procedentes de la quema de gas, la práctica general de la industria supone la siguiente ecuación:

$$NO_2 = \left(CO_2 \times \frac{Em_{F2O}}{Em_f} \right)$$

En donde:

N_2O = Emisiones anuales (Toneladas métricas/año)

CO_2 = Emisiones anuales (Toneladas métricas/año)

Em_{FN_2O} = Factor de emisión 0.1 (kg N_2O /MMBtu).

Em_f = Factor de emisión CO_2 60 kg CO_2 /MMBt

$N_2O = 190.26$ Toneladas métricas/año

Tabla VII. **Datos para el cálculo N_2O**

Descripción	Datos	Variables
Emisiones CO_2	114,158.03	Toneladas Métricas

Fuente: elaboración propia, 2017.

2.5. Selección del generador eléctrico a gas en el campo Ocultún

Para minimizar la quema de gases de efecto invernadero Dióxido de Carbono CO_2 , metano CH_4 gas y Óxido Nitroso (N_2O), su aprovechamiento está relacionado al poder calorífico del gas natural del campo Ocultún y la producción que cada pozo aporta tomando como factor de interés para el cálculo de la energía que pudiéramos obtener de cada pozos la Relación Gas Petróleo (Gas-Oil Ratio = GOR), ya que indica el volumen de gas que acompaña a cada barril de petróleo que llega al separador trifásico primario.

Del valor GOR y de la cantidad de barriles extraídos de condensado en un período de 24 horas (1 día) para obtener el volumen de gas en pies cúbicos por día.

Tabla VIII. **Relación gas petróleo gas natural del campo Ocultún**

Descripción	Datos	Variables
Producción diaria Condensado	831.91	Bbls/día
Relación Gas/Condensado	7,627	$ft^3/ResBbls$

Fuente: elaboración propia, 2017.

En promedio el campo produce diariamente 840 barriles de condensado, para calcular el volumen de gas producido diariamente se utiliza la relación gas/condensado:

$$\text{Volumen de Gas} = 7,627 \frac{\text{Ft}^3}{\text{RsBbls}} \times 840 \text{ barriles}$$

$$\text{Volumen de Gas} = 6,101,513.87 \text{ pies cúbicos por día}$$

Calculando un caudal por hora de:

$$254,229.74 \text{ ft}^3 = 6,101,513.87 \frac{\text{ft}^3}{\text{día}} \times \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ horas}}$$

Del análisis de gas detallado en la tabla IV se toma el valor que determina el poder calorífico del mismo, el cual indica los BTU que tenemos por pie cúbico.

$$\text{Valor Calorífico} = 1,045.3 \text{ BTU/pie}^3 \quad 14.696 \quad 60^\circ\text{F}$$

Para el cálculo de energía tenemos que para un volumen de 254,229.74 pies cúbicos por hora de gas natural:

$$265,746,351.82 \frac{\text{BTU}}{\text{hora}} = 254,229.74 \frac{\text{ft}^3}{\text{hora}} \times 1,045.3 \frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3}$$

Con este cálculo se convierten los BTU/hora en kW con la siguiente relación:

$$1 \text{ BTU/hr} = 0.00029307107 \text{ kW}$$

$$77,882.56 \text{ kW} = 265,746,351.82 \frac{\text{BTU}}{\text{hora}} \times 0.00029307107 \text{ Kw}$$

Su equivalente en MW

$$77.88 \text{ MWh} = 77,882.56 \text{ kW} \times 0.001 \text{ MW}$$

La implementación de generadores que funcionen con motores de combustión a gas tienen que considerar rangos de 800 a 1200 btu/ft³, generadores que permitan su adaptación de acuerdo a los requerimientos de la operación (modulares) para brindar flexibilidad en la operación, mantenimiento y emitan bajas emisiones.

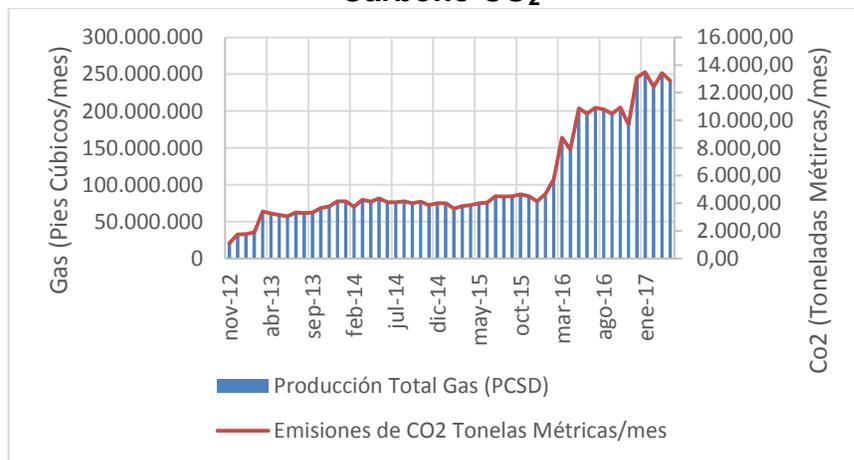
3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

3.1. Presentación de gráficas de emisiones de Dióxido de Carbono CO₂, Metano CH₄ y Óxido Nitroso N₂O de la quema de gas natural del campo Ocultún

Luego de estudiar la composición del gas natural del campo Ocultún y con la los análisis de laboratorio Core Laboratories LP, proporcionados por el Departamento de Exploración Dirección General de Hidrocarburos, MEM, se realizó el estudio comparativo de las emisiones que se han estado emitiendo al ambiente de Dióxido de Carbono CO₂, Metano CH₄ y Óxido Nitroso N₂O versus la producción de gas natural. El periodo del estudio referenciado es de 4 años y 5 meses. Los datos obtenidos se detallan en la gráfica 2.

La siguiente gráfica muestra la relación directa de la producción gas natural con las emisiones de Dióxido de Carbono CO₂, para el periodo comprendido de noviembre de 2012 a marzo de 2017.

Figura 7. Producción de gas natural versus emisiones de Dióxido de Carbono CO₂

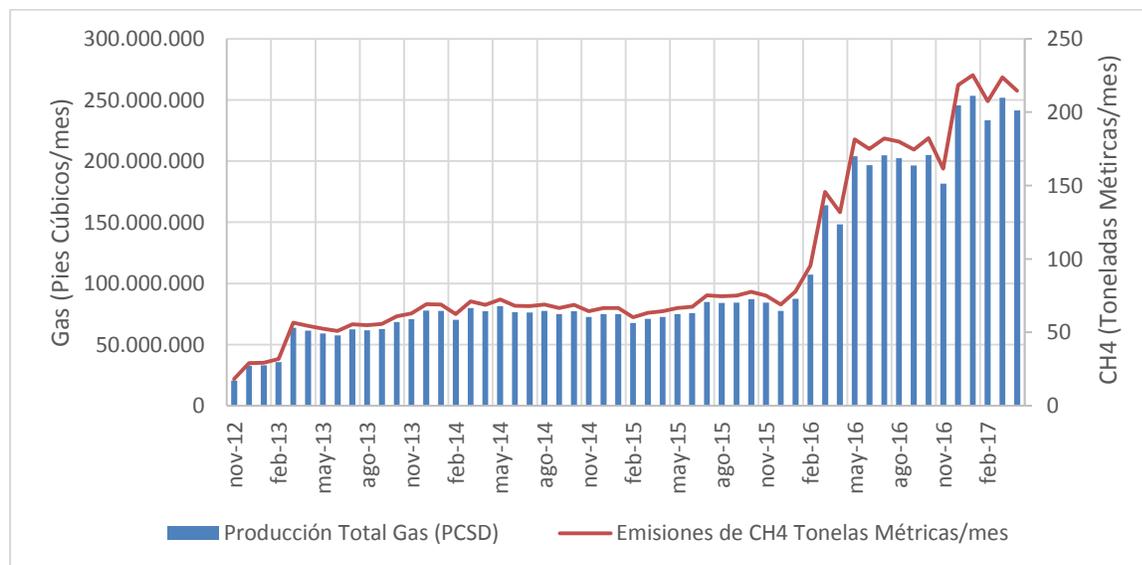


Fuente: elaboración propia, 2017.

La relación entre la quema de gas natural y las emisiones de Dióxido de Carbono CO₂, es directamente proporcional, con la producción inicial de 20 millones de pies cúbicos de gas natural del pozo Ocultún 2X en el mes de noviembre de 2012 las emisiones de Dióxido de Carbono CO₂ fueron de 1,096 toneladas métricas, conforme fue aportando producción el pozo Ocultún 1X-CH las emisiones de Dióxido de Carbono alcanzaron un valor de 4,200 toneladas métricas, con el aporte de producción de gas natural del pozo Ocultún 4X-ST las emisiones de Dióxido de Carbono aumentaron a 12 mil 500 toneladas métricas, lo que indica que con el aporte de un nuevo pozo productor de gas natural se incrementan en un 68% las emisiones de Dióxido de Carbono CO₂.

La siguiente gráfica muestra la relación directa de la producción gas natural con las emisiones de Metano CH₄, para el período comprendido de noviembre de 2012 a marzo de 2017.

Figura 8. Producción de gas natural versus emisiones de Metano CH₄

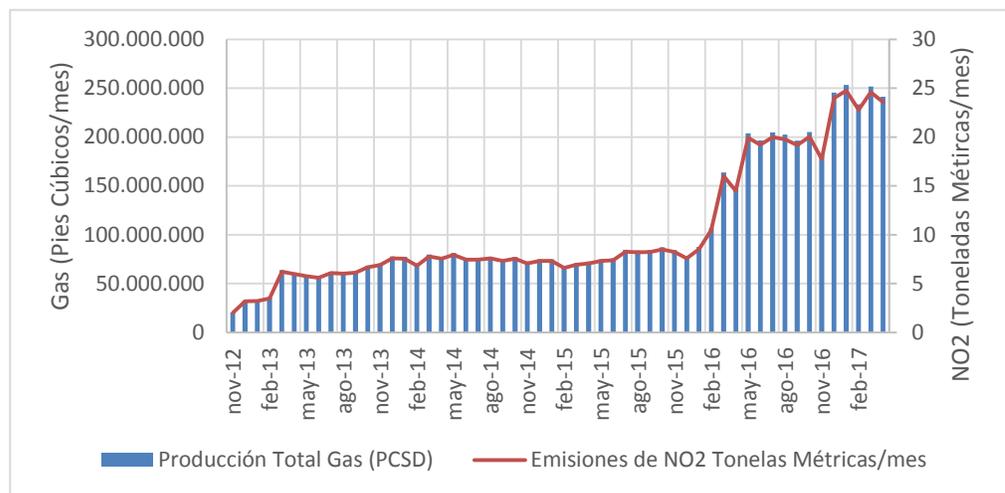


Fuente: elaboración propia, 2017.

La relación entre la quema de gas natural y las emisiones de Metano CH₄, es directamente proporcional, con la producción inicial de 20 millones de pies cúbicos de gas natural del pozo Ocultún 2X en el mes de noviembre de 2012 las emisiones de Metano CH₄ fueron de 18 toneladas métricas, conforme fue aportando producción el pozo Ocultún 1X-CH las emisiones Metano CH₄ alcanzaron un valor de 70 toneladas métricas, con el aporte de producción de gas natural del pozo Ocultún 4X-ST las emisiones de Metano CH₄ aumentaron a 225 toneladas métricas, lo que indica que con el aporte de un nuevo pozo productor de gas natural se incrementan en un 68% las emisiones de Metano CH₄.

La siguiente gráfica muestra la relación directa de la producción gas natural con las emisiones Óxido Nitroso N₂O, para el período comprendido de noviembre de 2012 a marzo de 2017.

Figura 9. Producción de gas natural versus emisiones de Óxido Nitroso N₂O



Fuente: elaboración propia, 2017

La relación entre la quema de gas natural y las emisiones de Óxido Nitroso N_2O , es directamente proporcional, con la producción inicial de 20 millones de pies cúbicos de gas natural del pozo Ocultún 2X en el mes de noviembre de 2012 las emisiones de Óxido Nitroso N_2O fueron de 2 toneladas métricas, conforme fue aportando producción el pozo Ocultún 1X-CH las emisiones Óxido Nitroso N_2O alcanzaron un valor de 7 toneladas métricas, con el aporte de producción de gas natural del pozo Ocultún 4X-ST las emisiones de Óxido Nitroso N_2O aumentaron a 22 toneladas métricas, lo que indica que con el aporte de un nuevo pozo productor de gas natural se incrementan en un 68% las emisiones de Óxido Nitroso N_2O .

Para determinar cuál es el generador que se necesita se hizo en función del cálculo de energía y valor calorífico de gas natural del campo Ocultún, estableciéndose con el manual de fabricante el modelo necesario, según la Tabla IX, además se tomó en cuenta que los generadores sean modulares, considerando las necesidades de ampliación e incremento de la producción que pueda surgir en el campo Ocultún con la perforación de más pozos.

Tabla IX. Selección del generador de motor a gas natural

Marca y modelo	Poder Calorífico Gas Natural
General Electric GENERADOR GE 9A5	1200 a 1800 btu/ft ³
Caterpillar XQ1475G	800 a 1200 btu/ft ³
Siemens SGT4-5000	950 a 1650 btu/ft ³

Fuente: elaboración propia, 2017.

Figura 10. **Generador Caterpillar XQ1475G**



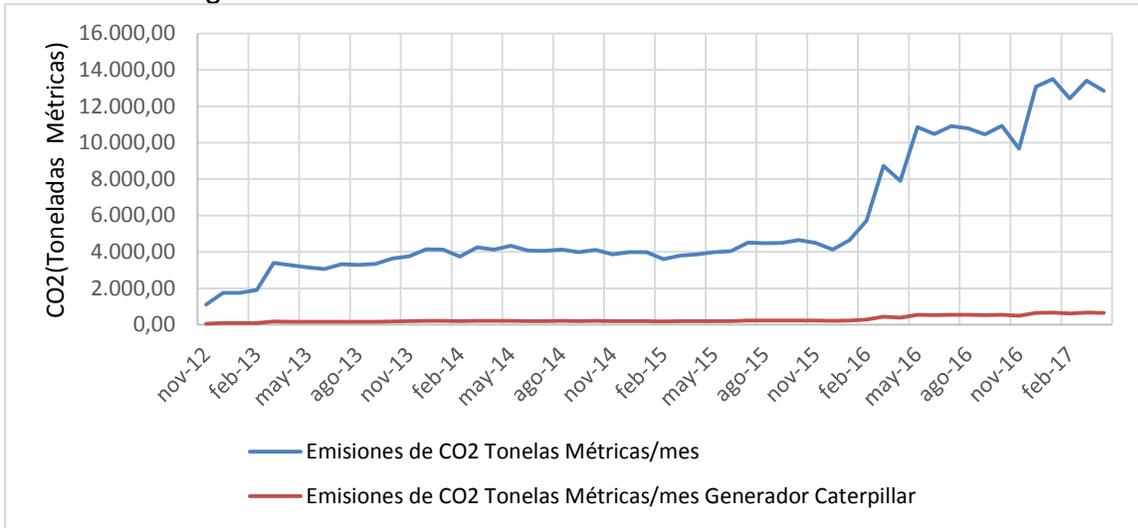
Fuente: Caterpillar.

3.2. Gráficos comparativos de emisiones de Dióxido de Carbono CO₂, y Óxido Nitroso N₂O luego de emplear el Generador Caterpillar XQ1475G para generación de electricidad

Con el equipo seleccionado, se utiliza el gas natural producido con combustible para generar electricidad, se reducirían las emisiones al 95% de Dióxido de Carbono CO₂, y Óxido Nitroso N₂O utilizándose el 100% del poder calorífico del Metano CH₄.

La siguiente gráfica para el periodo comprendido de noviembre de 2012 a marzo de 2017 muestra la reducción de las emisiones de Dióxido de Carbono CO₂, en rangos por debajo de 500 toneladas métricas al emplear el Generador Caterpillar XQ1475G.

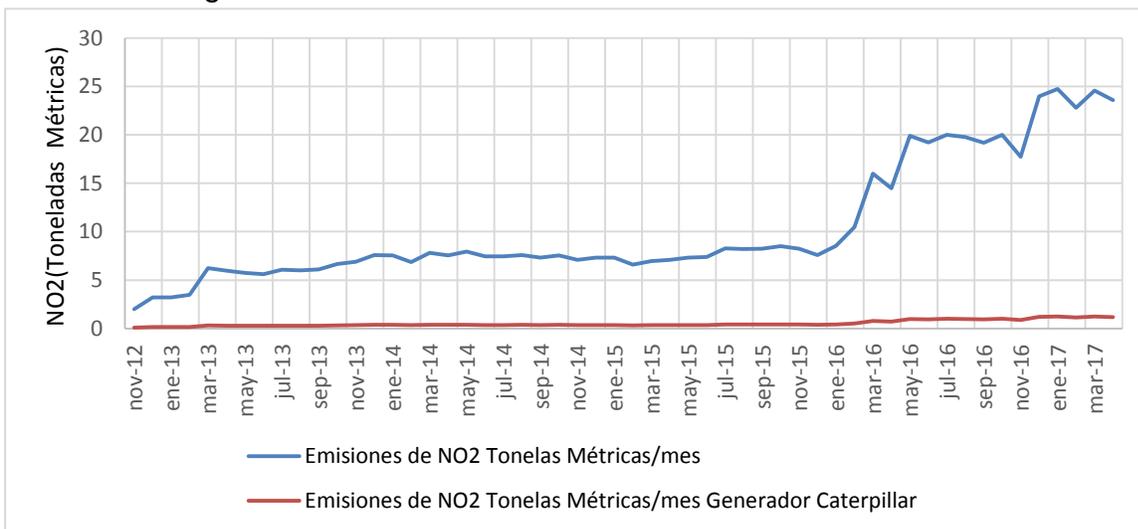
Figura 11. Reducción de emisiones de Dióxido de Carbono



Fuente: elaboración propia, 2017.

La siguiente gráfica para el periodo comprendido de noviembre de 2012 a marzo de 2017 muestra la reducción de las emisiones de Óxido Nitroso N_2O , en rangos por debajo de 1 tonelada métrica al emplear el Generador Caterpillar XQ1475G.

Figura 12. Reducción de emisiones de Oxido Nitroso



Fuente: elaboración propia, 2017.

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Generación de energía con la producción de gas natural del campo Ocultún

La producción de gas natural del campo Ocultún durante el período que se realizó el estudio (entre noviembre de 2012 y abril de 2017, para tener datos representativos del desarrollo del campo petrolero con la perforación de 3 pozos exploratorios) eficiencia que con la perforación de un nuevo pozo se incrementa en un 65% la producción del hidrocarburo condensado y del gas natural que debe quemarse al ambiente al no ser aprovechado.

La quema de gas asociado es una práctica común de la industria petrolera; sin embargo, las características del gas producido en el campo Ocultún lo caracteriza como gas natural combustible ideal para la generación de electricidad.

Luego de analizar las propiedades del gas natural producido en el campo Ocultún este demuestra que contiene gases con potencial calorífico entre sus principales componentes Metano (67.18%), Etano (7.31%) y Propano (3.97%).

Al analizar el poder calorífico del gas natural de 1,045.3 BTU/pie³ y con una producción de 254,229.74 pies cúbicos por hora de gas natural, se obtiene una generación de 77.88 MW, energía que actualmente se está desperdiciando.

Evidentemente con la perforación de nuevos pozos y desarrollo del campo se estará produciendo más gas natural y se estará quemando este valioso combustible a la atmosfera, por lo que una propuesta para su generación es la implementación de generadores con motores de gas lo cuales deben ser modulares, ya que permiten acoplarse a las necesidades de desarrollo del campo.

Respecto a los costos que se requieren para la instalación y puesta en marcha deben considerarse el tratamiento del gas natural, hoy el día en la industria los equipos de generación se pueden rentar, ventaja que ofrece el generador Caterpillar XQ1475G. Para la generación de energía del campo Ocutún se pueden rentar 8 unidades de 1.5 MW c/u que le dan mayor flexibilidad en la operación y mantenimiento de la planta. Otra de las ventajas de generar electricidad es que el campo Ocutún no dependería de la distribuidora de energía que por conceptos de cargo fijo, consumo de energía, potencia contratada y potencia máxima por un consumo promedio mensual de 19,560 KWh para una factura de Q32, 000.00 lo que representa anualmente un consumo de 234,720.00 KWh una factura anual de Q 384,000.00, monto que la operadora del contrato Ocutún se estaría ahorrando anualmente.

4.2. Comparación entre las emisiones producidas de Dióxido de Carbono CO₂, Metano CH₄ y Óxido Nitroso N₂O luego de emplear el Generador

Al analizar las emisiones de Dióxido de Carbono CO₂ del gas natural quemado a la atmósfera en el campo Ocutún este es directamente proporcional a la producción de gas natural, los resultados indican que si la producción de gas natural con un nuevo pozo se incrementa en un 65% las emisiones en toneladas métricas de gas natural al no existir tratamientos previos de endulzamiento del gas natural que minimicen las emisiones de CO₂ .

Siendo valores significativos, ya que anualmente se emiten anualmente 114,158 Toneladas métricas de CO₂.

Cabe destacar que mientras mayor sea la quema de este combustible a la atmosfera no se está contribuyendo al desarrollo sostenible y sustentable al que Guatemala firmó en el protocolo de Kioto creado en 1997, y que entró en vigencia en el año 2005. Al no contribuirse a la disminución de gases efecto invernadero se evidencia que el país no está contribuyendo con la lucha ante el cambio climático, al no existir regulaciones ambientales ante la quema de gas natural.

Las emisiones de Metano CH₄ no son tan altas, anualmente el campo Ocultún emite 2,241 Toneladas métricas de metano al ambiente, esto es debido a que por su poder calorífico el metano se combustiona en las torres de quema, lo que evidencia que el componente principal del gas se está quemando y no se aprovecha. Los países norteamericanos tienen como meta para el año 2030 reducir sus emisiones de metano a la atmosfera, si bien la quema de este gas al ambiente es común en las prácticas de la industria petrolera, es altamente contaminante es uno de los principales gases del efecto invernadero, su efecto negativo sobre el calentamiento del planeta es 21 veces mayor que el del dióxido de carbono.

La tendencia de datos mostró que las emisiones de Óxido Nitroso N₂O, anualmente en el campo Ocultún se emiten 190 Toneladas Métricas, se encuentra en relación a un factor de 0.0017 de las emisiones de Dióxido de Carbono CO₂, ya que el mismo es soluble al agua que se encuentra en la atmosfera causal principal de las lluvias acidas.

Con el tratamiento del gas natural y utilizarse como combustible para la generación de electricidad las emisiones de Dióxido de carbono CO_2 y Óxido Nitroso se reducen en un 95% y el gas metano se combustiona, debido a su poder calorífico.

CONCLUSIONES

1. Durante el estudio realizado en el campo Ocultún, ubicado en el municipio de La Libertad departamento de Petén, se determinó que el campo actualmente tiene una capacidad de producir 254,229.74 pies cúbicos por hora. El gas natural producido constituye una importante fuente de energía fósil compuesto principalmente por Metano CH_4 (67.18%), C_2H_6 Etano (7.31%) y C_3H_8 Propano (3.97%).
2. Se seleccionó un equipo de generación con motor a gas natural de acuerdo al suministro diario del campo Ocultún como fuente de combustible para la generación de electricidad, la cantidad de energía calorífica del gas natural producido en el campo Ocultún es de 1,045.3 BTU/pie³ para una generación 77.88 MW/h. Con estos datos se seleccionó un generador Caterpillar XQ1475G, ya que permite su adaptación al poder ajustarse en módulos, brindando flexibilidad en la operación, estos generadores al utiliza el gas natural como fuente de combustible fósil reducen en un 95% las emisiones de Dióxido de Carbono CO_2 y Óxido Nitroso N_2O .
3. Se determinó que aprovechar el gas natural producido en el campo Ocultún, para generación de electricidad se utiliza al 100% el gas metano CH_4 ; para le generación de electricidad por su poder calorífico y principal compuesto del gas natural producido (67.18%) y se dejan de emitir al ambiente 186.75 toneladas métricas mensuales de este gas. También se dejan de emitir 9,513

toneladas métricas mensuales de Dióxido de Carbono CO_2 y 15.83 toneladas métricas mensuales de Óxido Nitroso N_2O .

4. Durante el estudio realizado, se determinó que existe un impacto positivo ambiental al evitar las emisiones de gases de efecto invernadero con la generación de electricidad del gas natural producido reduciendo la huella de carbono.

RECOMENDACIONES

1. Actualmente, el único campo productor de gas natural es el campo Ocultún, por lo que es necesario que Guatemala dentro de su matriz energética referencie cuantitativamente el uso de gas natural para la generación de electricidad, ya que este es un recurso no renovable que requiere de atención, toda vez que al perforarse nuevos pozos en este campo petrolero o si se llegan a descubrir otros yacimientos de gas natural en el país se estará incrementado proporcionalmente la quema de gas natural al no aprovecharse este combustible fósil.
2. Para la implementación de generadores de motores a gas natural deberán seleccionarse empresas que ofrezcan equipos que otorguen un plan adecuado de garantía, instalación y mantenimiento para no incurrir en gastos extras, así establecer el aporte constante de energía eléctrica; ya que la operadora podrá utilizar la energía generada en sus instalaciones y conociendo el potencial de generación del gas natural producido la contratista operadora del campo Ocultún podrá vender energía, expandiendo sus operaciones en el mercado de generación de energía eléctrica del país.
3. Guatemala debe cumplir con los convenios internacionales en relación a la disminución de gases efecto invernadero, estableciendo a través de regulaciones los parámetros de emisión permisibles para cada industria de los gases contaminantes a la atmósfera como lo son: el Dióxido de Carbono

CO₂, Metano CH₄ y Óxido Nitroso N₂O, por ser gases contaminantes perjudiciales a la vida, tanto de las personas como los seres vivos.

4. Evaluar la construcción de una planta de cogeneración en el campo Ocultún, que al conectarse a la red de transporte del sistema nacional interconectado la electricidad producida, a través del gas natural podrá ser finalmente utilizada por la empresa, población, industrias, comercios, hogares, entre otros.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alvarado Torres, Rommel y Gallegos Orta, Ricardo. *Captación del gas Natural Producido en un Campo Petrolero del Oriente Ecuatoriano para su Utilización como Combustible para la Generación de Energía Eléctrica.*, 2009, <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/289/1/495.pdf> (3 de mayo de 2016).

Baca, G. (2010). *Evaluación de Proyectos*. México, D. F., The McGraw-Hill companies, Inc.

Cáceres Graziani, Luis F., *El Gas Natural*, Tercera edición, Lima Perú Editorial Independiente, 2002.

Dirección General de Industria, Energía y Minas, *Gas Natural, el Recorrido de la Energía*, primera edición, Madrid España, 2002.

Garzón Soria, Carlos Pablo *Evaluación de alternativas de generación de electricidad desde el punto de vista de su impacto ambiental, para sectores no conectados a redes eléctricas*, La Habana Cuba, 2010, http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/1293/1/T-UTC_2043.pdf (29 de abril de 2016).

Geler, C.G, *Gas Engineering Handbook*, New York, United States of America, 1965. Industrial Press, Inc, Section 1.

Itzgerald, A. E., Et. Al, *Máquinas eléctricas*. México: Editorial Hispano Europea Barcelona España, 1992.

Koku C. U., *Natural gas production engineering*, Malabar, Florida, USA. Primera edición, Krieger Publishing Company, 1992.

Ministerio de Energía y Minas, República de Colombia, *La Cadena del Gas Natural en Colombia*, Bogotá Colombia, 2005.

Norma Técnica Ecuatoriana, *Gas Natural Requisitos*, Quito, Ecuador, 2009.

Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, Oficina Española de Cambio Climático, *Guía Para El Cálculo de la Huella de Carbono y para la Elaboración de un Plan de Mejora de una Organización*, Madrid España, 2015, http://www.magrama.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/guia_huella_carbono_v2_tcm7-379901.pdf (28 de julio de 2016).

Pérez Palacio Ramiro y Martínez Marcías, J. *Ingeniería de Gas Natural, Características y Comportamiento de los Hidrocarburos*, Maracaibo, Venezuela, 1995.

Pino Morales, Fernando, *Endulzamiento del Gas Natural*, Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Venezuela, 2000.

Prieto Erika, *Estudio de un Sistema de Recolección, Manejo y Distribución de Gas Metano para Generación de Electricidad en un Campo Petrolero*

Venezolano, 2013,
<http://edu.tauniversity.org/sites/default/files/documentos/tjmr01art1.pdf> (5
de mayo de 2016).

Regulaciones Federales del Gobierno de los Estados Unidos de América (40
CFR 98.253-Calculating GHC emissions)
[https:// www.law.cornell.edu/cfr/text/40/98.253](https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/98.253) (10 de mayo de 2016).

Secretaria de Energía, Gobierno de México, *Metodologías para la
Cuantificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de
Consumos Energéticos Evitados para el Aprovechamiento de Energía*,
México D.F., 2009.

The World Bank Opportunities for Small-Scale *Uses of Gas*, Washington DC,
United States of America, 2004.

ANEXOS

Anexo 1.

Producción de gas natural versus emisiones de Dióxido de Carbono

Mes	Producción Total Gas (PCSD)	Emisiones de CO ₂ Toneladas Métricas/mes
nov-12	20,592,474	1,096.61
dic-12	32,778,012	1,745.53
ene-13	32,945,262	1,754.44
feb-13	35,777,937	1,905.29
mar-13	63,758,922	3,395.36
abr-13	61,322,836	3,265.63
may-13	59,007,413	3,142.33
jun-13	57,405,333	3,057.01
jul-13	62,341,281	3,319.87
ago-13	61,694,148	3,285.41
sep-13	62,612,742	3,334.33
oct-13	68,408,311	3,642.96
nov-13	70,642,630	3,761.94
dic-13	77,824,572	4,144.40
ene-14	77,494,344	4,126.82
feb-14	70,200,010	3,738.37
mar-14	79,877,796	4,253.74
abr-14	77,352,287	4,119.25
may-14	81,509,176	4,340.62
jun-14	76,503,479	4,074.05
jul-14	76,233,811	4,059.69
ago-14	77,560,783	4,130.36
sep-14	74,940,150	3,990.80
oct-14	77,312,460	4,117.13
nov-14	72,538,110	3,862.88
dic-14	74,956,047	3,991.65
ene-15	74,956,047	3,991.65
feb-15	67,702,236	3,605.36
mar-15	71,133,331	3,788.07
abr-15	72,538,110	3,862.88
may-15	74,956,047	3,991.65
jun-15	75,775,223	4,035.27

jun-15	75,775,223	4,035.27
jul-15	84,708,310	4,510.98
ago-15	83,946,176	4,470.40
sep-15	84,388,560	4,493.96
oct-15	87,201,512	4,643.76
nov-15	84,388,560	4,493.96
dic-15	77,587,903	4,131.80
ene-16	87,482,724	4,658.73
feb-16	107,276,344	5,712.80
mar-16	163,942,973	8,730.48
abr-16	148,309,587	7,897.95
may-16	203,961,252	10,861.58
jun-16	196,768,114	10,478.52
jul-16	204,716,468	10,901.80
ago-16	202,453,504	10,781.29
sep-16	196,374,925	10,457.58
oct-16	205,023,482	10,918.15
nov-16	181,699,998	9,676.10
dic-16	245,676,630	13,083.05
ene-17	253,344,432	13,491.39
feb-17	233,359,809	12,427.14
mar-17	251,713,785	13,404.55
abr-17	241,417,033	12,856.22

Fuente: elaboración propia, 2017.

Anexo 2.

Producción de Gas Natural versus emisiones de Metano CH₄

Mes	Producción Total Gas (PCSD)	Emisiones de CH ₄ Toneladas Métricas/mes
nov-12	20,592,474	18
dic-12	32,778,012	29
ene-13	32,945,262	29
feb-13	35,777,937	32
mar-13	63,758,922	57
abr-13	61,322,836	55
may-13	59,007,413	52
jun-13	57,405,333	51
jul-13	62,341,281	55
ago-13	61,694,148	55

sep-13	62,612,742	56
oct-13	68,408,311	61
nov-13	70,642,630	63
dic-13	77,824,572	69
ene-14	77,494,344	69
feb-14	70,200,010	62
mar-14	79,877,796	71
abr-14	77,352,287	69
may-14	81,509,176	72
jun-14	76,503,479	68
jul-14	76,233,811	68
ago-14	77,560,783	69
sep-14	74,940,150	67
oct-14	77,312,460	69
nov-14	72,538,110	64
dic-14	74,956,047	67
ene-15	74,956,047	67
feb-15	67,702,236	60
mar-15	71,133,331	63
abr-15	72,538,110	64
may-15	74,956,047	67
jun-15	75,775,223	67
jul-15	84,708,310	75
ago-15	83,946,176	75
sep-15	84,388,560	75
oct-15	87,201,512	78
nov-15	84,388,560	75
dic-15	77,587,903	69
ene-16	87,482,724	78
feb-16	107,276,344	95
mar-16	163,942,973	146
abr-16	148,309,587	132
may-16	203,961,252	181
jun-16	196,768,114	175
jul-16	204,716,468	182
ago-16	202,453,504	180
sep-16	196,374,925	175
oct-16	205,023,482	182
nov-16	181,699,998	162

dic-16	245,676,630	218
ene-17	253,344,432	225
feb-17	233,359,809	207
mar-17	251,713,785	224
abr-17	241,417,033	215

Fuente: elaboración propia, 2017.

Anexo 3.

Producción Gas Natural versus emisiones de óxido nitroso N₂O

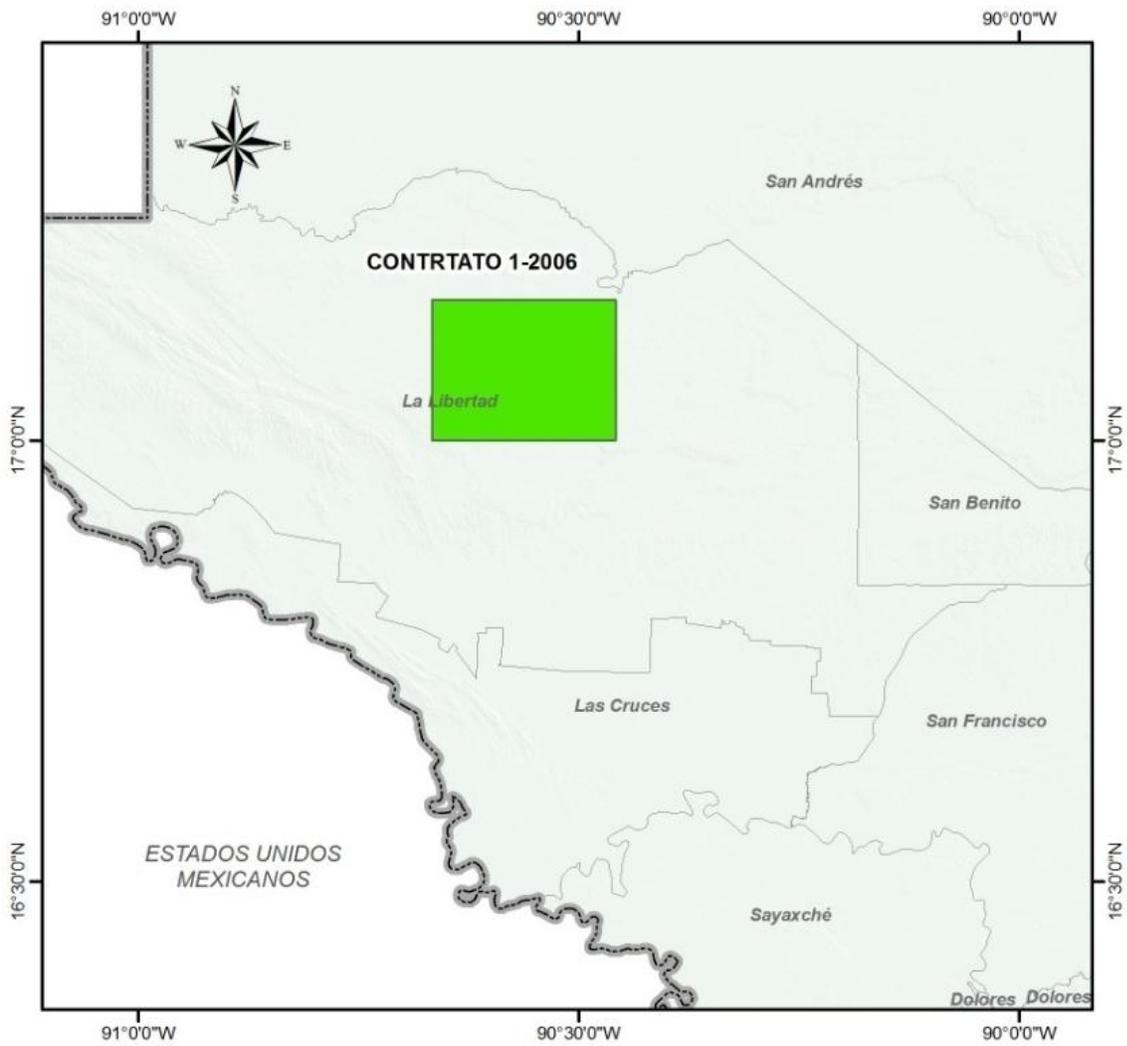
Mes	Producción Total Gas (PCSD)	Emisiones de N ₂ O Toneladas Métricas/mes
nov-12	20,592,474	2
dic-12	32,778,012	3
ene-13	32,945,262	3
feb-13	35,777,937	3
mar-13	63,758,922	6
abr-13	61,322,836	6
may-13	59,007,413	6
jun-13	57,405,333	6
jul-13	62,341,281	6
ago-13	61,694,148	6
sep-13	62,612,742	6
oct-13	68,408,311	7
nov-13	70,642,630	7
dic-13	77,824,572	8
ene-14	77,494,344	8
feb-14	70,200,010	7
mar-14	79,877,796	8
abr-14	77,352,287	8
may-14	81,509,176	8
jun-14	76,503,479	7
jul-14	76,233,811	7
ago-14	77,560,783	8
sep-14	74,940,150	7
oct-14	77,312,460	8
nov-14	72,538,110	7

dic-14	74,956,047	7
ene-15	74,956,047	7
feb-15	67,702,236	7
mar-15	71,133,331	7
abr-15	72,538,110	7
may-15	74,956,047	7
un-15	75,775,223	7
jul-15	84,708,310	8
ago-15	83,946,176	8
sep-15	84,388,560	8
oct-15	87,201,512	9
nov-15	84,388,560	8
dic-15	77,587,903	8
jun-15	75,775,223	7
jul-15	84,708,310	8
ago-15	83,946,176	8
sep-15	84,388,560	8
oct-15	87,201,512	9
nov-15	84,388,560	8
dic-15	77,587,903	8
ene-16	87,482,724	9
feb-16	107,276,344	10
mar-16	163,942,973	16
abr-16	148,309,587	14
may-16	203,961,252	20
jun-16	196,768,114	19
jul-16	204,716,468	20
ago-16	202,453,504	20
sep-16	196,374,925	19
oct-16	205,023,482	20
nov-16	181,699,998	18
dic-16	245,676,630	24
ene-17	253,344,432	25
feb-17	233,359,809	23
mar-17	251,713,785	25
abr-17	241,417,033	24

Fuente: elaboración propia, 2017

Anexo 4.

Mapa de Ubicación del Campo Ocultún



SIMBOLOGÍA

 Contrato de Exploración 1-2006

 Límite Municipal

 Límite Nacional

Anexo 5.

Análisis Composicional de Gas de Separador Hasta C₁₀+

City Peten S. de R.L.
Ocultun 2X

RFL 2013-40277

Análisis Composicional de Gas de Separador hasta C₁₀+

Descripción de la Muestra	40277-01 - Gas de Separador
Número de Cilindro	A00703
Condiciones de Muestreo	50 psig @ 49°F
Comments	Muestreado 27-ene-13 14:00

Componente	% Molar	% Peso
H ₂	0.00	0.00
H ₂ S	5.20	7.88
CO ₂	2.52	4.92
N ₂	10.98	13.67
C ₁	67.18	47.84
C ₂	7.31	9.76
C ₃	3.97	7.78
iC ₄	0.69	1.78
nC ₄	1.30	3.36
C ₅	0.00	0.01
iC ₅	0.36	1.15
nC ₅	0.29	0.92
C ₆	0.15	0.62
Metil-Ciclohexano	0.01	0.03
Benceno	0.00	0.01
Ciclohexano	0.01	0.04
C ₇	0.02	0.10
Metil-Ciclohexano	0.00	0.02
Tolueno	0.00	0.01
C ₈	0.00	0.03
Etilbenceno	0.00	0.02
MP-Xileno	0.00	0.00
O-Xileno	0.00	0.00
C ₉	0.00	0.01
Nonanos	0.00	0.01
C ₁₀	0.01	0.04
Decanos		

Totales : 100.00 100.00

Nota: 0.00 significa menos de 0.005

Propiedades Calculadas de los Residuos	Peso Molecular (g mol ⁻¹)	Densidad (g cm ⁻³ @ 60°F)
C ₇ +	99.4	0.7531
C ₈ +	113.6	0.7745
C ₁₀ +	134.0	0.7780

Propiedades Calculadas del Gas Total		
Densidad Relativa Ideal	0.7773	(Air=1 @ 14.696 lpsca & 60°F)
Peso Molecular	22.51	g mol ⁻¹
Densidad Real del Gas	0.9553	kg m ⁻³ @ 15°C
Valor Calorífico Bruto Ideal	1045.3	BTU pie-3 @ 14.696 lpsca, 60°F
Valor Calorífico Neto Ideal	948.1	BTU pie-3 @ 14.696 lpsca, 60°F
Presión Pseudo-Crítica	657.6	lpsca
Temperatura Pseudo-Crítica	393.2	Rankine
Factor de Compresibilidad Z	0.9968	@ 14.696 lpsca & 60°F
Viscosidad del Gas	0.011	cP
GPM (C2+)	3.942	
GPM (C3+)	1.995	

Core Laboratories LP
Reservoir Fluid Services

C.1

