



Universidad de San Carlos De Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Industrial

**TRATAMIENTO Y UTILIZACIÓN DE GAS NATURAL, PARA LA GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN CAMPO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

Jorge Alfonso Sapón Velásquez
Asesorado por el Ing. William Abel Antonio Aguilar

Guatemala, febrero de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**TRATAMIENTO Y UTILIZACIÓN DE GAS NATURAL,
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
UN CAMPO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JORGE ALFONSO SAPÓN VELÁSQUEZ

ASESORADO POR EL ING. WILLIAM ANTONIO AGUILAR

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO INDUSTRIAL

GUATEMALA, FEBRERO DE 2007

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA**



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

| | |
|------------|--------------------------------------|
| DECANO | Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos |
| VOCAL I | Inga. Glenda Patricia García Soria |
| VOCAL II | Inga. Alba Maritza Guerrero de López |
| VOCAL III | Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón |
| VOCAL IV | Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz |
| VOCAL V | Br. Elisa Yazminda Vides Leiva |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas |

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

| | |
|------------|-------------------------------------|
| DECANO | Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos |
| EXAMINADOR | Ing. Norma Ileana Sarmiento Zeceña |
| EXAMINADOR | Ing. Cesar Ernesto Urquizú Rodas |
| EXAMINADOR | Ing. Walter Leonel Ávila Echeverría |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas |

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

TRATAMIENTO Y UTILIZACIÓN DE GAS NATURAL, PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN CAMPO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial, el 14 de julio de 2004.

Jorge Alfonso Sapón Velásquez

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero William Abel Aguilar, asesor de esta investigación, por su apoyo durante esta investigación y sus valiosos consejos para mi formación como profesional.

Al las autoridades de la Industria Petrolera Nacional, específicamente a la empresa Perenco Limited Guatemala, especialmente al Ingeniero Mario Ronaldo Sapón, Gerente de Operaciones, a las autoridades del Ministerio de Energía y Minas, por su apoyo incondicional en el desarrollo de esta investigación.

Al personal de Perenco Limited Guatemala, por facilitar los medios para la realización de las visitas a la planta de producción, y proporcionarme los datos necesarios para completar mi trabajo de graduación.

A la Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería y Escuela de Ingeniería Industrial.

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS

Por darme la oportunidad de concluir mis estudios universitarios, reconociendo que todo se lo debo a Él, por su misericordia y su capacidad creativa.

MIS PADRES

Mario Sapón Poncio y Rosita Velásquez Ávila de Sapón. Por su ejemplo, apoyo, amor incondicional y sus sabios consejos, que han llevado a alcanzar varias metas en mi vida; ésta es una de ellas.

MIS HERMANOS

Ronaldo Sapón Velásquez y Miriam Sapón Velásquez, por su amor y apoyo.

MIS ABUELOS

Pedro Velásquez y Juana Vda. de Sapón por ser un ejemplo en mi vida.

FAMILIA

Sobrinos, tíos y primos, por su apoyo y amistad incondicional.

MIS AMIGOS

Por ser amigos, por estar siempre en las buenas y en las malas.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|------|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES | V |
| GLOSARIO | IX |
| RESUMEN | XVII |
| OBJETIVOS | XIX |
| INTRODUCCIÓN | XXI |
| | |
| 1. GENERALIDADES DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL | 1 |
| | |
| 1.1. El Petróleo en Guatemala | 1 |
| 1.1.1. División de cuencas sedimentarias con potencial petrolero | 5 |
| 1.1.1.1. Cuenca del Petén | 5 |
| 1.1.1.2. Cuenca de Amatique | 6 |
| 1.1.1.3. Cuenca Pacífica | 7 |
| 1.1.2. Pozos perforados | 9 |
| 1.1.3. Infraestructura petrolera | 9 |
| 1.1.4. Principales productos derivados del petróleo en Guatemala | 11 |
| 1.1.5. Importancia del petróleo en Guatemala | 12 |
| 1.1.5.1. Ingresos del Estado generados por la industria petrolera | 15 |
| 1.2. El Gas Natural | 17 |
| 1.2.1. Definición de Gas Natural | 17 |
| 1.2.1.1. Composición general del gas natural | 19 |
| 1.2.1.2. Características generales del gas natural | 21 |

| | |
|---|-----------|
| 1.2.2. Obtención del gas natural | 21 |
| 1.2.3. Distribución y transporte del gas natural | 23 |
| 2. ESTUDIO DE SITUACIÓN ACTUAL | 25 |
| 2.1. Importancia de la energía eléctrica en Petén, zona de explotación petrolera | 25 |
| 2.1.1. Evaluación de la situación actual referente al suministro eléctrico | 26 |
| 2.2. Fuentes tradicionales de energía eléctrica en una planta de producción petrolera | 27 |
| 2.2.1. Uso de diésel y otros combustibles | 28 |
| 2.2.1.1. Aspectos técnicos | 29 |
| 2.2.1.1.1. Necesidad energética promedio en un campo petrolero | 30 |
| 2.2.1.1.2. Maquinaria diésel necesaria | 30 |
| 2.3. Aspectos ambientales | 32 |
| 2.3.1. Nivel de emisiones del diésel y otros combustibles | 35 |
| 3. SITUACIÓN PROPUESTA | 39 |
| 3.1. Utilización del gas natural para generación eléctrica | 39 |
| 3.1.1. Aspectos técnicos | 40 |
| 3.2. Comparación de energía producida por combustibles frente al gas natural. | 48 |
| 3.2.1. Comparación energética | 51 |
| 3.2.2. Comparación de costos | 52 |

| | |
|--|-----------|
| 3.3. Ventajas de la utilización del gas natural | 53 |
| 3.3.1. Ventajas Operacionales | 54 |
| 3.3.2. Ventajas Ambientales | 56 |
| 4. CARACTERÍSTICAS DEL GAS GUATEMALTECO Y SU TRATAMIENTO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA | 61 |
| 4.1. Proceso de obtención del petróleo y el gas natural | 61 |
| 4.1.1. Descripción | 61 |
| 4.2. Generación de energía eléctrica por gas natural | 75 |
| 4.2.1. Características químicas naturales del gas en Guatemala | 76 |
| 4.2.1.1. Gases Ácidos del gas natural | 78 |
| 4.2.1.1.1. Gas H ₂ S | 79 |
| 4.2.1.1.1.1. Propiedades | 81 |
| 4.2.1.1.1.2. Efectos en el hombre | 82 |
| 4.3. Tratamiento del gas natural para su utilización en la generación de energía eléctrica | 86 |
| 4.3.1. Características químicas ideales del gas natural para su utilización en la generación de energía eléctrica | 87 |
| 4.3.2. Proceso de endulzamiento del gas natural | 89 |
| 4.3.2.1. Descripción del proceso | 91 |
| 4.3.2.2. Diagrama de Flujo | 98 |
| 4.3.2.3. Demandas técnicas | 99 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

| | | |
|-----|--|----|
| 1. | Cuencas sedimentarias con potencial petrolero en Guatemala. | 8 |
| 2. | Distribución del Oleoducto en el territorio nacional. | 11 |
| 3. | Gráfico de ingresos estatales por producción petrolera, períodos 1990-2005. | 17 |
| 4. | Nivel de emisiones del gas natural contra las de la gasolina. | 36 |
| 5. | Nivel de emisiones del gas natural frente al diésel. | 37 |
| 6. | Ciclo de combustión en un motor a gas. | 42 |
| 7. | Sistema de ciclo simple para generar energía. | 47 |
| 8. | Sistema de ciclo combinado para generar energía. | 48 |
| 9. | Torre construida durante la excavación del pozo número 10 en el campamento Xan, Petén, Guatemala | 65 |
| 10. | Fotografía del Manifold de entrada al campo Xan. | 67 |
| 11. | Numeración de las tuberías provenientes de los pozos de extracción de crudo en el manifold de entrada. | 68 |
| 12. | Cuarto de control de la planta de producción de crudo, controlada por el sistema SCADA. | 69 |
| 13. | El químico antiespumante es inyectado en la tubería que transporta el crudo, antes de ser purificado. | 70 |
| 14. | Tanque de separación de crudo, agua y gas, llamados separadores trifásicos. | 71 |
| 15. | Torre contactora y torre regeneradora de amina. | 92 |
| 16. | Funcionamiento de la torre contactora en el proceso de endulzamiento del gas natural. | 93 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 17. | Funcionamiento de los platos y proceso de eliminación de gases ácidos, por medio de contacto con solución acuosa de aminas dentro de la torre contactora. | 94 |
| 18. | Quema del gas natural no tratado en la torre de quema. | 95 |
| 19. | Detector electrónico personal de H ₂ S. | 107 |
| 20. | Equipo de respiración autónomo utilizado durante las fugas de gas H ₂ S y rescates. | 108 |
| 21. | Funcionamiento del medidor de orificio en una tubería que transporta gases. | 113 |
| 22. | Carta para medir presiones en el medidor de orificio. | 114 |
| 23. | Esquema general del sistema de detección de fugas de gas H ₂ S, en un campo de producción de petróleo. | 116 |
| 24. | Control manual de gas H ₂ S en las tuberías dentro de la planta de producción de petróleo, efectuadas con un detector electrónico. | 117 |
| 25. | Forma correcta de ubicar al personal durante la evacuación en caso de fugas de gas H ₂ S. | 119 |
| 26. | Torre que indica la dirección del viento, deben ser ubicadas a lo largo del campo de producción de petróleo. | 120 |
| 27. | Simulacro de rescate durante una posible fuga de gas H ₂ S. | 124 |
| 28. | Simulacro de incendio. | 132 |
| 29. | Diagrama de flujo del proceso en caso de incendios. | 133 |
| 30. | Diagrama de flujo del proceso de extracción del gas natural. | 148 |

TABLAS

| | | |
|-------|--|-----|
| I. | Ubicación, distancias y diámetros del Oleoducto nacional | 10 |
| II. | Principales ingresos estatales por producción petrolera en Guatemala, período 1990-2005 | 16 |
| III. | Composición general del gas natural | 20 |
| IV. | Maquinaria promedio que utiliza combustible en un campo de producción petrolero, y su consumo de combustible diésel | 31 |
| V. | Comparativa del poder calorífico inferior del diésel y el Gas Natural | 51 |
| VI. | Comparativa de los costos por unidad del diésel y el gas natural | 52 |
| VII. | Combustibles a los que puede sustituir el gas natural | 55 |
| VIII. | Comparativa del tiempo de programación de mantenimiento de maquinaria, utilizando diésel y gas natural como combustibles | 56 |
| IX. | Comparativa entre las emisiones de diferentes combustibles frente al gas natural. | 58 |
| X. | Diferentes efectos en la salud debido a los contaminantes, resultado de la combustión de los diferentes combustibles. | 59 |
| XI. | Resultado de un análisis al gas natural extraído del pozo 11, campo Xan, Guatemala. | 77 |
| XII. | Nivel de toxicidad del gas natural de Guatemala y sus efectos sobre el hombre. | 84 |
| XIII. | Resultado del estudio de componentes en el gas natural nacional, antes y después del proceso de endulzamiento del gas ácido. | 88 |
| XIV. | Causas comunes de incendios y cómo prevenirlos | 128 |
| XV. | Tipos de extintores. | 129 |

GLOSARIO

- Almacenamiento** Instalación que cuenta con uno o varios depósitos, con la finalidad de acopiar los combustibles líquidos y gaseosos.
- 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. Publica códigos que se aplican en distintas áreas petroleras y elabora indicadores, como el peso específico de los crudos que se denomina "grados API".
- Área petrolífera** Zona donde se explotan hidrocarburos. Un área puede comprender varios yacimientos, siendo cada yacimiento una entidad geológica.
- Asfalto** Hidrocarburo sólido, semisólido o viscoso, y de color variable entre pardo y negro. Es un derivado del petróleo que se obtiene por destilación al vacío de los residuos de la destilación atmosférica. Tiene propiedades adhesivas y aislantes, y se lo usa en la construcción de carreteras.

| | |
|---------------------------------|---|
| Barril | Unidad de medida volumétrica empleada en varios países, entre ellos E.E.U.U. Un barril de petróleo equivale a 159, litros, o sea que un metro cúbico de petróleo equivale a 6,29 barriles. |
| Carbón residual | Producto sólido, negro y brillante obtenido por el craqueo de los residuos pesados del petróleo. Se le denomina también coque de petróleo. Es un combustible de primera clase para la metalurgia y la industria cerámica. También se le utiliza en la fabricación de dínamos y abrasivos, y en las industrias del aluminio y de la pintura. No debe confundirse con el coque, que es un carbón mineral que se usa como combustible en las acerías. |
| Compresor | Máquina que incrementa la presión o la velocidad del gas, con vista a su transporte o almacenamiento. |
| Concesión de explotación | Decisión gubernamental que da derecho de explotar o utilizar una cosa o bien público. En la minería se trata de un título que otorga el derecho de explotar a continuación del descubrimiento de un yacimiento comerciable. La exclusividad de derechos de exploración lleva aparejada la exclusividad de derechos de explotación. Este régimen contractual da al concesionario la propiedad de los hidrocarburos, y el usufructo de los yacimientos. |

| | |
|--------------------|---|
| Cuenca | Área sedimentaria de corteza terrestre que puede abarcar extensas regiones, que han sufrido hundimientos donde se acumulan importantes depósitos de rocas sedimentarias en capas superpuestas, que llegan a tener hasta más de 10.000 metros de espesor. |
| Derivados | <p>Son los productos obtenidos directamente por destilación del petróleo. Una refinería fabrica tres clases de derivados:</p> <p>I) Productos terminados, que pueden ser suministrados directamente al consumo</p> <p>II) Productos semiterminados, que pueden servir de base a ciertos productos después de mejorar su calidad mediante aditivos</p> <p>III) Subproductos o productos intermedios, como la nafta virgen, que sirve como la materia prima petroquímica.</p> |
| 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 | Operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento. |

- Gas ácido** Gas natural que contiene ácido sulfhídrico H_2S , dióxido de carbono (anhídrido carbónico, gas carbónico) u otros componentes corrosivos y que debe ser tratado antes de su utilización.
- Gas de petróleo** 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
- Gasoducto** Tubería para el transporte de gas natural a alta presión y grandes distancias. Los gasoductos pueden ser nacionales e internacionales, y suministran a una sola o varias regiones. Argentina tiene tres grandes sistemas de gasoductos.

| | |
|----------------------|---|
| 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). |
| Inyección | Mezcla de arcilla, agua y ciertos productos químicos inyectada en forma continua durante las operaciones de perforación. El lodo sirve para evacuar los cutting o detritus, lubricar y enfriar el trépano, sostener las paredes de los pozos y equilibrar la presión de los fluidos contenidos en las formaciones. |
| Oleoducto | Tubería generalmente subterránea para transportar petróleo a cortas y largas distancias. En estas últimas se utilizan estaciones de bombeo. |
| "Off shore" | Término inglés que significa costa afuera. Se refiere a las actividades petroleras que se realizan en la plataforma continental y en aguas internacionales. |
| "On shore" | Término inglés que significa costa dentro. Es la actividad petrolera que se realiza en tierra. |

Parafinas Residuos extraídos después del desparafinado de los aceites lubricantes; en otros países es conocida como cera de petróleo. Sus principales características son ser incoloras, inodoras y traslúcidas. Las parafinas tienen diversas aplicaciones: ceras de piso, ceras para otros fines, protección de comestibles, cosméticos, ungüentos, etc.

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

Petróleo Mezcla en proporciones variables de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en los yacimientos bajo presiones y temperaturas más o menos elevadas. Los petróleos crudos pueden ser de base parafínica, asfáltica o mixta.

Los crudos de petróleo, según la densidad, se clasifican en:

- a)** Pesados (10° a 23,3° API).
- b)** Medios (22,3° a 31,1° API).
- c)** Livianos (superiores a los 31,3° API).

El grado API se fija mediante una escala adoptada por el American Petroleum Institute para medir la densidad de los petróleos brutos. La escala varía generalmente entre 10° (equivalente a una densidad de 1,0000) y 100° (equivalente a una densidad de 0,6112) con relación al agua a 4° C de temperatura.

| | |
|-----------------------|---|
| Poder calórico | Cantidad de calor desprendido por la combustión completa de un metro cúbico de gas. |
| 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. |
| Separador | Aparato colocado entre el pozo y la playa de tanques para separar el petróleo crudo del gas natural y del agua. |
| Yacimiento | Formación geológica continua de roca porosa y permeable por la que pueden circular los hidrocarburos, agua y otros gases. Un mismo depósito puede estar constituido por diversas clases de rocas, predominantemente areniscas y calizas. Los yacimientos son acumulaciones comerciales de petróleo o gas que ocupan un depósito independiente sometido a un único sistema de presión. Existen también yacimientos mixtos con diversas relaciones de gas/petróleo. |

RESUMEN

El presente trabajo de graduación da a conocer las características generales de la industria petrolera en Guatemala, tomando en cuenta toda la infraestructura existente y se analiza su importancia reflejada en los ingresos nacionales que tiene el petróleo para nuestro país.

Con respecto al gas natural, en principio se desarrolla una descripción general de las principales características del mismo, tomando datos obtenidos a nivel mundial, para después profundizar en las características específicas del gas natural nacional, analizándolo en base a su utilización en las industrias, no sólo petroleras, para la generación del suministro eléctrico. En base a esto, se describe y analiza la capacidad actual del INE para suplir de energía eléctrica a la industria petrolera ubicada en la región del Petén, concluyendo que es insuficiente para cubrir las necesidades de ésta en Guatemala.

En este contexto, se dará a conocer los beneficios que tiene la utilización del Gas Natural para la generación de energía, pero específicamente enfocada a los campos petroleros, beneficios tales como la disponibilidad, limpieza de combustión, eficiencia de combustión y por consiguiente la reducción de costos respecto a otros combustibles, comparando sus características contra las del diésel, con la finalidad de demostrar sus beneficios.

Se exponen y analizan las características del Gas Natural nacional, diferente a gases de otras latitudes, tomando en cuenta sus características principales como el alto poder calorífico inferior o PCI, como el alto contenido de gas H₂S (Ácido Sulfhídrico) y las características de éste, mostrando y analizando el proceso por medio del cual se puede mejorar la calidad del gas para producir energía eléctrica de alta calidad, llamado proceso de endulzamiento por aminas.

Se desarrolla el tema de la Seguridad Industrial en relación a las plantas de tratamiento del gas, debido a la peligrosidad del gas H₂S, el cual está altamente concentrado en el Gas Natural nacional. Esto es importante debido a que el gas sin tratamiento es inflamable y altamente tóxico, justificando la importancia de la información y la creación de procedimientos necesarios para conocer su manejo y control de emergencias. Estos procedimientos son, el manejo y transporte del gas, manejo de emergencias en caso de fugas e incendios, cómo protegerse del H₂S, sistemas de alarmas y métodos de evacuación, con la finalidad de recalcar la importancia que representa para las empresas el buen y responsable manejo de éste componente de nuestro gas natural.

OBJETIVOS

- **General**

Contribuir a la mejora de la productividad general de la industria petrolera Guatemalteca, dando a conocer el impacto positivo que tiene la implementación de sistemas de generación eléctrica basados en el aprovechamiento del gas natural.

- **Específicos**

1. Conocer la situación de la Industria petrolera en Guatemala y sus principales características.
2. Analizar la situación de la capacidad actual del departamento del Petén, para suplir de energía a las plantas de producción petroleras.
3. Definir qué es el gas natural y sus principales características.
4. Establecer los procesos y requisitos necesarios para acondicionar el gas natural, para su utilización en un sistema de generación eléctrica.
5. Demostrar cómo la implementación de un sistema de generación eléctrica basado en gas natural, ayuda en la Industria petrolera a bajar los costos y reducir el impacto ambiental.
6. Identificar usos alternativos del gas natural.
7. Analizar la relación existente en la utilización del gas natural y el medio ambiente.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la Industria petrolera en Guatemala busca el aprovechamiento de los recursos naturales disponibles para la generación de energía. Existen fuentes de generación eléctrica que suplen a las plantas petroleras para que puedan desarrollar todos los procesos, fuentes de generación que van desde la utilización de combustibles como el diésel para generadores, hasta la utilización de una red eléctrica nacional, la cual no existe en el departamento de Petén. Es aquí, donde el Gas Natural cumple un papel importante.

El Gas Natural, es un combustible alternativo que se ha utilizado exitosamente en los últimos años a nivel mundial, para la generación de energía eléctrica, es una mezcla de hidrocarburos, en su mayoría metano, pero que sin embargo, debido a que se encuentra en depósitos naturales subterráneos, viene acompañado de diversas impurezas y contaminantes, entre los cuales resalta principalmente el H_2S o ácido sulfhídrico, y el CO_2 . Estos componentes indeseables provocan corrosión en las tuberías y equipos del proceso, dificultando su distribución, disminuyendo su poder calorífico e incrementando la toxicidad y peligrosidad del gas en su manejo.

Para la remoción de estos compuestos ácidos del Gas Natural, se utilizan sistemas de absorción y desorción utilizando aminas, los cuales permiten mejorar sus características, permitiendo transformar al gas de un estado amargo a un estado dulce como se le conoce en la industria del gas. Estos procesos, además de otros importantes, como procedimientos referentes a la seguridad industrial durante el tratamiento del gas, son desarrollados, analizados y explicados en el presente trabajo.

En las operaciones petroleras, el Gas Natural dulce, se constituye en un combustible de bajo costo disponible en el sitio de producción, ofreciendo grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia, por lo que puede tomarse en cuenta como una opción para la generación eléctrica alternativa.

1. ANTECEDENTES GENERALES

1.1. El Petróleo en Guatemala

El petróleo es un líquido oleoso de origen natural, compuesto por diferentes sustancias orgánicas. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente “crudo”. Se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para muchas industrias.

La actividad petrolera en Guatemala se inició a fines 1937, cuando se realizó un programa foto geológico en las regiones de La Libertad, Chinajá y Río La Pasión. En 1944 se iniciaron estudios geológicos los cuales involucraban mapeo superficial, aeromagnetometría y levantamientos gravimétricos, llegando a su fin en 1949 por cambios en la Legislación Petrolera y reiniciándose en 1955.

En ese año se emitió la nueva Legislación Petrolera denominada “Código Petrolero” el cual permitía concesiones por 400,000 hectáreas, en un solo bloque o dividida en no más de 10 partes.

En 1956 se reiniciaron los trabajos de mapeo superficial, continuando en 1957 con levantamientos gravimétricos y aeromagnéticos en las áreas de Petén, Izabal y Amatique. A esta época también se adquirieron los primeros registros sísmicos e interpretaciones estratigráficas. Obteniendo así 44 concesiones para finales de ese año. El primer pozo exploratorio, "Castillo Armas-1", fue perforado en 1958, este fue el principio de 10 pozos exploratorios más perforados entre 1958 y 1962.

En 1975 se publicó el Decreto Gubernamental 96-75 "Ley de Régimen Petrolero de la Nación", cambiándose la modalidad de concesiones a contratos de exploración y explotación. Bajo esta ley solo dos grupos empresariales quedaron trabajando el petróleo para fines de 1976, Shenandoah y Centram, en 1976 se perforó Xalbal-1 para probar estructura sísmicamente definida con expresión en la superficie, el pozo fue abandonado como seco a los 12,659 pies. También en este año se anuncia la formación de la Comisión Nacional Petrolera para controlar las operaciones petroleras guatemaltecas. Desde ese año más de 40 pozos fueron perforados en Guatemala y se adquirieron más de 12,600 Km. de registros sísmicos.

En el periodo de 1976 y 1980 fueron perforados 7 pozos, incluyendo el descubrimiento del Campo Chinaja Oeste. Dos pozos se perforaron en esta estructura; el pozo 3, productor y el pozo 2 utilizado como observador de presión después de probar 7 zonas de agua salada.

En 1978 se inicia la construcción del oleoducto Rubelsanto - Santo Tomas, con el objetivo de transportar la producción de petróleo para su exportación iniciando las operaciones en enero de 1980, en el periodo de 1980-1985 se perforo y completo Yalpemech-1, en la prueba produjo 1500 barriles de petróleo por día.

Por el auge exploratorio y los inicios de producción en los inicios de 1,980 Texaco Exploration Guatemala Inc. perforó 4 pozos exploratorios descubriéndose el campo Xan, de gran importancia hasta el día de hoy. Posteriormente se suscribe el contrato 2-85 en la modalidad de operaciones petroleras de participación en la producción, contrato que derivado de la estimación de petróleo de 400 millones de barriles, construyéndose posteriormente el oleoducto Xan-Raxruhá con 232 kilómetros de longitud.

De 1985 a 1995 se perforan pozos en las áreas de Caribe, Rubelsanto, Atzam, Yalpemech, actividades que han sido realizadas por las empresas Hispanoil, Petén Petroleum, Basic Resources y por ultimo Perenco Ltd. teniéndose producción y presencia de hidrocarburos en dichos pozos; de 1995 hasta el momento en lo relacionado a explotación se desarrolla con ímpetu el campo Xan, al perforarse 14 pozos de desarrollo, teniéndose bastante éxito mayormente en el año 2000 la modalidad de perforación horizontal en el cual se logran caudales de pozo de 4 veces mas que una perforación convencional.

La exploración Petrolera en Guatemala se ha llevado a cabo por alrededor de 60 años y a la fecha se han perforado 139 pozos.

La producción actual es aproximadamente de 19,000 barriles al día provenientes de las cuencas petroleras Petén Norte y Petén Sur, el petróleo es transportado por medio de un oleoducto el cual proviene de Rubelsanto en el norte de del departamento de Alta Verapaz y de Xan en el norte del Petén, ambos se interceptan en la estación de bombeo Raxruja siguiendo en una sola línea con tubería de diámetro de 12" y 10", el crudo es transportado a la terminal petrolera Piedras Negras en Santo Tomas de Castilla, departamento de Izabal, donde el crudo es exportado para su refinamiento.

La compañía que más a trabajado el petróleo en Guatemala es la petrolera Basic Resources International Limited, ahora llamada Perenco Limited, la cual inició operaciones en Guatemala en 1970 como una empresa minera.

Su fundador, John D. Park, colaboró en la elaboración del Código Petrolero de Guatemala, específicamente el Decreto 345, cuya versión inicial fue escrita en inglés. Desde 1974 ha explotado un total de 61.7 millones de barriles de crudo en Guatemala, no solo ha mantenido vínculos con los poderes políticos del país, sino también ha logrado obtener la mayoría de los contratos y concesiones de la infraestructura petrolera nacional, convirtiéndola en la empresa con mayor exportación petrolera de Guatemala y en la productora más grande en América Central. Entre 1988 y 1998, Basic perforó el 80 por ciento a los pozos perforados en Guatemala. Actualmente Perenco Limited está incluida entre las quince empresas con mayores ingresos brutos en Guatemala.

Tomando en cuenta la infraestructura petrolera con que actualmente cuenta el país, así como la información que se posee sobre las características petroleras, se espera perforar los potenciales de gas en la cuenca norte de Guatemala, logrando de esta manera el crecimiento sostenido de la industria petrolera y estimular el interés de empresas nacionales e internacionales para la inversión en el país.

1.1.1. División de cuencas sedimentarias con potencial petrolero.

En Guatemala hay tres tipos de cuencas hidrocarburíferas, las cuales son el resultado de los estudios regionales de geología y tectónica.

1.1.1.1. Cuenca Petén

Actualmente, todos los campos petroleros activos se localizan en ésta. La Cuenca Petén, cubre la mayor parte del área continental del centro y norte de Guatemala y comprende un área aproximada de 60,000 km. cuadrados. Sin embargo, geológicamente la cuenca se extiende en el norte y el oeste hacia México. También cubre la mayor parte del área continental de Belice, excepto por la zona de las montañas. La falla del Polochic, el elemento estructural mas al norte de la zona de Falla Polochic- Motagua-Jocotán, forma un límite natural al sur de la Cuenca Petén.

El área ha atraído el interés de exploradores petroleros desde los años 30 y es la única cuenca explotada y productora en Guatemala. Sin embargo, a pesar de haberse perforado aproximadamente 127 pozos en esta cuenca, aun hay grandes áreas que se encuentran casi inexploradas y que carecen hasta de una cobertura de sísmica rudimentaria. Tradicionalmente la cuenca ha sido dividida en dos subcuencas, la Cuenca Petén Sur o Chapayal y la Cuenca Petén Norte o Paso Caballos en el norte.

1.1.1.2. Cuenca Amatique

La Cuenca Amatique, cubre la región en el mar o también llamada “offshore” del Atlántico de Guatemala y la zona inmediata adyacente. La superficie aproximada es de 10,000 Km cuadrados. Sin embargo es de hacer notar que los límites offshore no están aun establecidos perfectamente. La Cuenca Amatique esta relativamente inexplorada con solamente dos pozos en la región costera, también llamadas “onshore”. Los pozos en continente fueron esfuerzos tempranos de donde se obtuvo poca pero significativa información del área. En esta cuenca, existen varios manaderos de petróleo que indican la presencia de hidrocarburos en el subsuelo.

1.1.1.3. Cuenca Pacifico

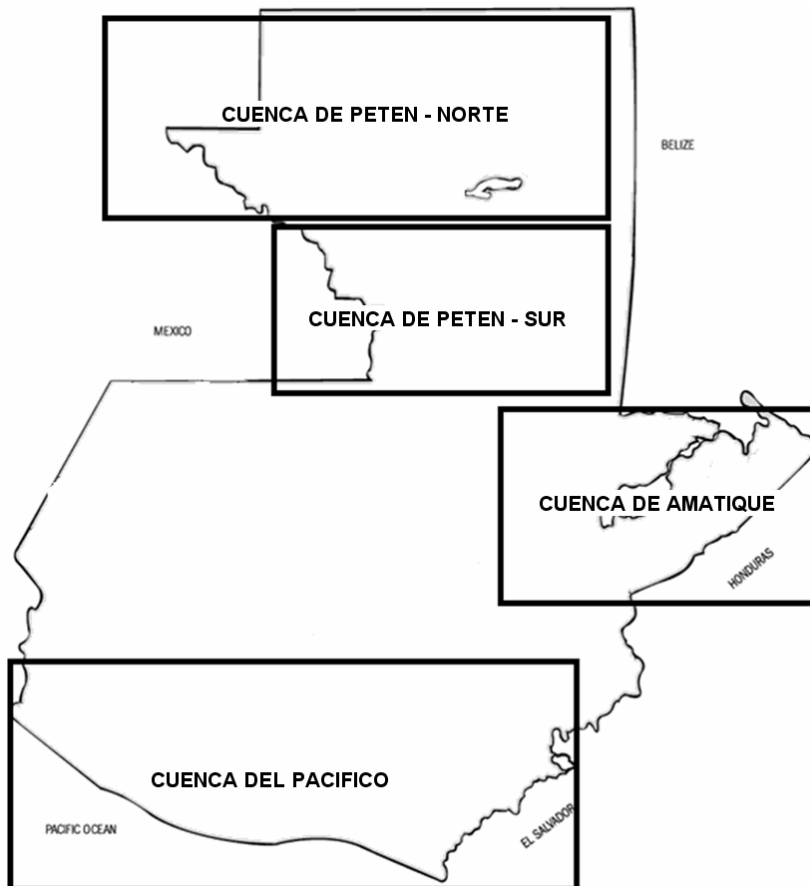
Esta es una cuenca de mas de 10,000 pies de espesor, donde se han reportado muestras de gas. La Cuenca Pacifico, cubre la totalidad de la zona costera y dentro del mar del sur del Cinturón Volcánico de Guatemala. Se encuentra entre las zonas costeras y la de plataforma continental con una superficie de aproximadamente 25,000 Km cuadrados.

El área ha recibido muy poca atención por parte de las compañías exploradoras, llevándose a cabo proyectos de sísmica y la perforación de dos pozos profundos. Ambos pozos no encontraron evidencia de gas, pero en la actualidad se esta centrando la atención a la ocurrencia de los hidratos de metano existentes en el talud continental.

La cuenca Pacifico de Guatemala puede ser vista como la parte de una cuña sedimentaria extensiva, la cual yace entre la Fosa Mesoamericana y el Continente. La Fosa de Meso América, se extiende desde el extremo sur del Golfo de California hacía la parte sur de Costa Rica.

La terminación en el norte, esta formada por la intersección con el levantamiento del Pacifico Oriental, y su límite hacia el sur es la intersección de la placa de Cocos con la zona de Fractura de Panamá. La ubicación de las cuencas lo podemos observar en la figura 1.

Figura 1. Cuencas sedimentarias con potencial petrolero en Guatemala.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Guatemala.

En la actualidad existen firmados 7 contratos de operaciones petroleras, de los cuales 4 son de la modalidad de Explotación, 1 de Participación en la Producción y 2 de Opción Sísmica.

Los Contratos que están desarrollando campos petroleros son tres: El contrato 1-85, tiene 4 campos (Rubelsanto, Caribe, Chinajá y Tierra Blanca), el contrato 1-91 tiene 2 campos (Chocop y Yalpemech).

1.1.2. Pozos perforados.

En Guatemala existen 139 pozos perforados. Los pozos que mayor producción aportan son los 28 de desarrollo, ubicados en el Campo Xan en Petén. Con menor importancia se tienen los del Campo Rubelsanto, Chocop, Chinajá y las Casas también ubicados en la cuenca del Petén.

En la actualidad se han realizado cinco pozos más, tres en el campo Xan y dos en Rubelsanto, con resultados satisfactorios. Existen alrededor de 100 pozos exploratorios, más de 40 con indicios, los cuales se encuentran sujetos a evaluación.

1.1.3. Infraestructura petrolera.

Actualmente se cuenta con el oleoducto guatemalteco, dividido en tres secciones principales.

Cada una de las secciones cruza sobre los principales campos productores, con una longitud de 123.4 Km., 115.8 Km. y 235 kilómetros respectivamente. Este oleoducto inicia en el Campo Xan, cruza la refinería La Libertad y se prolonga hacia Piedras Negras, donde se localiza la terminal de carga con una capacidad de 420,000 barriles de almacenamiento de petróleo.

Tabla I. Ubicación, distancias y diámetros del oleoducto nacional.

| Ubicación | Distancia en kilómetros | Diámetro del Oleoducto |
|-------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| Xan – La Libertad | 123.4 | 12 Pulgadas |
| La Libertad – Rasura | 116.5 | 12 Pulgadas |
| Rubelsanto – Rasura | 42 | 12 Pulgadas |
| Raxruhá - Chahal | 52 | 12 Pulgadas |
| Chahal – Piedras Negras | 143 | 10 Pulgadas |

Fuente: Departamento de Operaciones, Perenco Limited Guatemala.

Figura 2. Distribución del oleoducto en el territorio nacional.



Fuente: Departamento de Operaciones, Perenco Limited Guatemala. Infraestructura del oleoducto nacional y su distribución en el territorio nacional.

1.1.4. Principales productos derivados de petróleo en Guatemala.

El petróleo extraído de los pozos que están siendo trabajados actualmente, pasa por el proceso de purificación del crudo. Este proceso consta de la separación del agua y el gas que el petróleo trae originalmente del subsuelo, para poder luego ser enviado por el oleoducto a su exportación. Derivado de la producción petrolera en Guatemala, el único subproducto que utiliza y comercializa en nuestro país es el asfalto nacional.

Como se vera mas adelante, el segundo derivado natural que pasa un proceso de transformación es el gas natural, el cual no se comercializa, sino que se quema en su mayor porcentaje debido a sus características toxicas.

Por tal motivo, se analiza los procesos de aprovechamiento de este recurso, con la finalidad dar a conocer los beneficios que implica la producción de energía eléctrica en base al gas natural.

1.1.5. Importancia del petróleo en Guatemala.

La Industria Petrolera en nuestro país comprende la exploración y explotación de hidrocarburos y su purificación, así como su transporte y comercialización.

La actividad petrolera juega un papel fundamental para el desarrollo de la economía nacional puesto que provee insumos y combustibles indispensables para la producción de energía, contribuye en la generación de divisas, proporciona transferencia de tecnología y contribuye como fuente generadora de empleos.

Los beneficios proporcionados por la actividad petrolera en nuestro país generan tanto beneficios directos como indirectos. Los beneficios indirectos se traducen en la activación de importantes industrias y empresas de servicios, como lo son los servicios de transporte terrestre, aéreo, navieros, portuarios, servicios bancarios, hoteleros, manufactura, etc.

Entre los beneficios directos pueden resaltarse la generación de divisas, generación de empleos, capacitación y entrenamiento de personal, obras sociales en las comunidades. La industria petrolera constituye una fuente de trabajo para 3,500 guatemaltecos tanto profesionales como técnicos y obreros que viven en comunidades cercanas. Además genera mano de obra indirecta a más de 10,000 empleados en las áreas de transporte terrestre, aéreo, área de construcción de infraestructura, capacitación, consultorías, insumos etc.

Tanto las entidades gubernamentales como las compañías operadoras de contratos de explotación y exploración se preocupan por su capital humano ya que otorgan capacitación continua a sus empleados, sumando a la fecha, aproximadamente 3000 profesionales y técnicos entrenados en diversos países con auge en la industria petrolera.

Las compañías operadoras de contratos de exploración y explotación petrolera han realizado proyectos de perforación de pozos, introducción y red de distribución de agua potable, así como la instalación de plantas de tratamiento; se han construido escuelas rurales y salones comunales en varias comunidades.

Las comunidades localizadas en áreas aledañas son beneficiadas con atención médica gratuita a través de clínicas de las compañías; los médicos prestan atención a pacientes con enfermedades comunes, realizando campañas de vacunación, salud preventiva y educación sexual.

La importancia de destacar a la industria petrolera de las otras se debe a su relevancia para el desarrollo futuro dentro del territorio nacional, es decir, la importancia de la industria petrolera radica en:

Primero, que sirven como locomotoras del desarrollo económico, incentivando la generación de empleos y el desarrollo de las comunidades involucradas en la región.

Segundo, desempeña un papel importante en el desarrollo tecnológico de los territorios donde se ubican, incentivando el desarrollo de otras ramas de la economía en estos territorios.

Tercero, el desarrollo de esta industria tiene importancia tanto para la economía nacional como para las economías regionales y locales, porque son estas industrias las que no entrarán en crisis durante los próximos años, por su dinámica y por la creciente demanda de sus productos, por parte de otros sectores y economías extranjeras.

El petróleo y sus derivados se pueden emplear para fabricar combustibles, medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas y textiles, y en el caso del gas natural, para generar electricidad, por lo que la actividad económica relacionada con la exportación de barriles de petróleo y la generación de empleos en el área de Petén, ha representado y seguirá representando grandes ingresos estatales para Guatemala.

1.1.5.1. Ingresos del Estado generados por la industria petrolera

Actualmente Guatemala se produce aproximadamente 19,000 barriles de crudo al día, y se exporta en un 87% a Estados Unidos, actividad que representa ingresos importantes al Estado de Guatemala, el restante 13% se consume internamente para la producción de asfalto para el consumo local y exportación.

Guatemala percibe por la producción petrolera nacional regalías y participación en la producción de hidrocarburos compartibles.

Por ejemplo, en el año 2004 se percibió un total de US\$ de 11, 881,952.02 por concepto de Regalías y US\$ 50, 669,971.44 por concepto de Participación en la producción, sumando un Total de US\$ 62, 551,923.46.

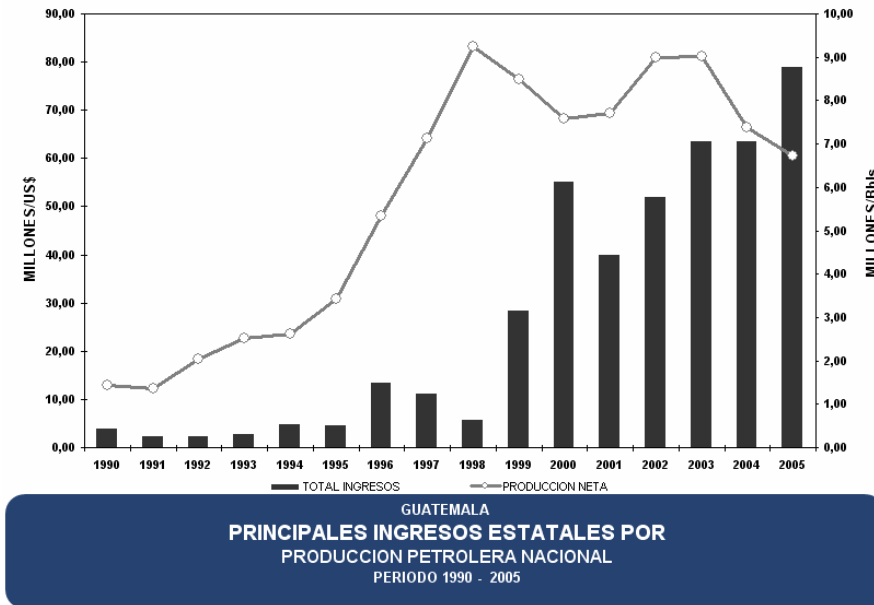
A continuación en la tabla II se muestran los ingresos estatales obtenidos por la producción de petróleo en Guatemala durante el periodo 1990-2005, lo cual refleja su importancia para el desarrollo del país.

Tabla II. Principales ingresos estatales por producción petrolera en Guatemala periodo 1990-2005

| AÑO | PRODUCCION NETA EN BARRILES | REGALIAS US\$ | PARTICIPACION ESTATAL EN LA PRODUCCION US\$ | INGRESOS CAPACITACION US\$ | CARGOS ANUALES US\$ | TOTAL US\$ |
|-------------|-----------------------------|----------------------|---|----------------------------|---------------------|----------------------|
| 1990 | 1.439.335,01 | 2.872.359,53 | 0,00 | 423.500,00 | 811.072,00 | 4.106.931,53 |
| 1991 | 1.352.942,10 | 1.712.956,80 | 0,00 | 461.000,00 | 274.605,00 | 2.448.561,80 |
| 1992 | 2.051.061,78 | 1.755.676,64 | 0,00 | 541.500,00 | 274.605,00 | 2.571.781,64 |
| 1993 | 2.515.483,68 | 2.193.502,33 | 0,00 | 588.000,00 | 233.823,25 | 3.015.325,58 |
| 1994 | 2.629.673,69 | 1.818.422,66 | 2.050.198,57 | 588.000,00 | 518.032,81 | 4.974.654,04 |
| 1995 | 3.414.614,99 | 2.303.205,44 | 1.277.989,21 | 588.000,00 | 495.105,16 | 4.664.299,81 |
| 1996 | 5.329.676,28 | 3.864.601,14 | 8.762.594,66 | 588.000,00 | 320.323,25 | 13.535.519,05 |
| 1997 | 7.134.029,74 | 4.201.613,51 | 5.353.434,55 | 672.000,00 | 997.084,83 | 11.224.132,89 |
| 1998 | 9.234.131,24 | 2.086.799,84 | 2.665.602,46 | 801.500,00 | 432.993,02 | 5.986.895,32 |
| 1999 | 8.489.145,63 | 5.729.429,35 | 21.565.791,00 | 801.500,00 | 432.993,02 | 28.529.713,37 |
| 2000 | 7.571.160,66 | 9.149.350,19 | 45.104.892,47 | 784.000,00 | 359.224,52 | 55.397.467,18 |
| 2001 | 7.695.352,33 | 7.046.339,61 | 31.654.604,62 | 876.500,00 | 499.661,48 | 40.077.105,71 |
| 2002 | 9.004.952,06 | 9.378.402,49 | 41.731.864,04 | 726.079,00 | 253.175,30 | 52.089.520,83 |
| 2003 | 9.027.667,71 | 11.254.709,98 | 51.003.761,82 | 824.000,00 | 510.653,92 | 63.593.125,72 |
| 2004 | 7.384.124,48 | 11.881.952,02 | 50.669.971,44 | 761.900,68 | 371.916,80 | 63.685.740,94 |
| 2005 | 6.727.640,93 | 14.952.544,58 | 61.043.482,58 | 588.733,56 | 246.432,41 | 79.125.805,28 |

Fuente: Estadísticas obtenidas en el Ministerio de Energía y Minas Guatemala.

Figura 3. Gráfico de ingresos estatales por producción petrolera, periodos 1990-2005.



Fuente: Estadísticas obtenidas en el Ministerio de Energía y Minas Guatemala.

1.2. El gas natural

1.2.1. ¿Qué es el gas natural?

El gas natural es una mezcla de gases entre los que se encuentra en mayor proporción el metano, es un gas incoloro, inodoro, y es también un combustible fósil de quemado limpio. Este tipo de gas, es un recurso no renovable, que debido a sus características combustibles se le ha dado una amplia gama de aplicaciones en otras regiones del mundo. Es un combustible fácil de transportar, y conveniente de usar.

El gas natural es usado en muchas formas como por ejemplo, para calefacción, transporte e iluminación, por lo que una de sus características es que puede ser utilizado en aplicaciones industriales para producción de energía y de allí, para muchos diversos usos industriales.

El gas natural fue formado hace millones de años cuando las plantas y los animales murieron y sus cuerpos descompuestos permanecieron en depósitos de lodo y sedimentos. Con el tiempo, estos cuerpos y plantas fueron cubiertos totalmente por sedimentos y fueron presionados por el peso de las gruesas capas de sedimento. Como resultado del intenso calor y la presión existentes bajo dichos estratos, los materiales orgánicos fueron transformados en gas natural y petróleo.

Puede ser encontrado atrapado en estratos impermeables subterráneos, en diferentes tipos yacimientos, como depósitos de carbón, depósitos de piedra o arena y aun en mantos de agua salada subterráneos.

Aunque existen yacimientos que proporcionan exclusivamente gas natural, éste va casi siempre asociado al petróleo en sus yacimientos, y sale a la superficie junto a él cuando se perfora un pozo. El desarrollo y utilización del gas natural se realizó con posterioridad al uso del petróleo ya que el gas natural que aparecía en los yacimientos se quemaba como un residuo más, ya que, a pesar de su enorme poder calorífico, no se podía aprovechar por los problemas que plantea su almacenamiento y transporte.

1.2.1.1. Composición general del gas natural

La proporción en la que el metano (CH₄) se encuentra en el gas natural es del 75% al 95% del volumen total de la mezcla, por este motivo se suele llamar metano al gas natural.

El resto de los componentes son etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, helio y argón.

No existe una composición o mezcla definida que se pueda tomar para generalizar la composición del gas natural.

Cada gas extraído tiene su propia composición, de hecho dos pozos de un mismo yacimiento puede tener una composición diferente entre si, esto debido a las características físicas y químicas propias de los yacimientos.

Tabla III. Composición general del gas natural.

| COMPONENTES COMUNES DEL GAS NATURAL | | |
|--|------------------------------|---------------------------------|
| TIPO DE COMPONENTE | COMPONENTE | FORMULA |
| Hidrocarburos | Metano | CH ₄ |
| | Etano | C ₂ H ₆ |
| | Propano | C ₃ H ₈ |
| | i-Butano | iC ₄ H ₁₀ |
| | n-Butano | nC ₄ H ₁₀ |
| | i-Pentano | iC ₄ H ₁₀ |
| | n-Pentano | nC ₄ H ₁₀ |
| | Ciclopentano | C ₅ H ₁₀ |
| Gases Inertes | Nitrógeno | N |
| | Helio | He |
| | Argón | Ar |
| | Hidrogeno | H |
| | Oxigeno | O |
| Gases Ácidos | Acido Sulfhídrico | H ₂ S |
| | Dióxido de carbono | CO ₂ |
| Otros | Vapor de agua dulce o salada | H ₂ O |

Fuente: Pagina de internet de la INGAA – Interstate Natural Gas Association of America.
www.ingaa.org

1.2.1.2. Características generales del gas natural

Dentro de las principales características del gas natural se encuentran las siguientes:

- No tiene una composición química definida, ya que varía de acuerdo al yacimiento del cual proviene.
- Su componente fundamental es el metano (CH₄).
- Es un gas liviano, más ligero que el aire.
- Puede ser toxico, de acuerdo a su composición.
- Su poder calorífico es el doble del gas manufacturado.
- Es un gas seco.
- La utilización del gas natural, incide en el aumento de la calidad de vida puesto que es la energía de origen fósil menos contaminante, dado su composición química.
- Es mucho más eficiente que otros combustibles.

1.2.2. Obtención

Antes de taladrar la tierra, los geólogos y geofísicos, son empleados para tratar de encontrar las condiciones correctas en los suelos para un yacimiento de petróleo o en su caso gas natural.

Para localizar los depósitos de petróleo y de gas natural, los geólogos buscan regiones geológicas con las características necesarias para la formación del petróleo y gas natural, estas condiciones son, rocas ricas en compuestos orgánicos, temperaturas lo suficientemente altas para generar petróleo a partir de material orgánico y formaciones rocosas que aprisionen el petróleo.

Normalmente, utilizan la sismología. Crean ondas de choque, para crear pequeños sismos que pasan a través de los yacimientos, actuando como un sonar. Dichas ondas, cuando regresan a la superficie, envían señales a los geólogos las cuales son interpretadas y proveen de información acerca de los yacimientos existentes bajo la tierra.

Cuando se identifican formaciones geológicas potencialmente ricas en petróleo o gas natural, se excavan pozos en la cuenca sedimentaria. Si un pozo perfora una roca de almacén porosa que contenga depósitos significativos de petróleo y gas natural, la presión en el interior de la cavidad puede hacer que los hidrocarburos líquidos salgan espontáneamente a la superficie. No obstante, esta presión suele disminuir, de forma que el petróleo debe ser bombeado hasta la superficie.

Una vez extraído el petróleo o bien el gas natural, se transportan por medio de conductos (oleoductos y/o gasoductos) hacia a una refinería, donde se separan los componentes líquidos del petróleo y los componentes químicos que no se desean en el gas natural.

Esto se hace ya que, como se explico anteriormente, el gas natural no posee una composición definida, aunque en su mayoría es metano y en su minoría esta compuesto por otros gases, puede llegar a tener diferentes características que lo hacen ideal para ciertas aplicaciones y peligroso para otras como se vera posteriormente, ya que puede llegar a ser toxico, como es el caso del gas guatemalteco.

1.2.3. Distribución y transporte del gas natural

Después de extraído, almacenado y procesado el gas natural, un olor especial es agregado al gas para ayudar a las personas a identificar posibles fugas del gas debido su característica casi inodora. Como generalmente los yacimientos de gas natural están alejados de las zonas donde se necesita, se debe distribuir y transportar a través de un tubo subterráneo, denominado gasoducto, hasta los centros de consumo o almacenaje. Este tipo de infraestructura se encuentra disponible en nuestro país, únicamente en las plantas de purificación de petróleo, no así para el uso domestico o industrial.

En otras circunstancias el gas natural puede ser almacenado en depósitos especiales para su transporte a lugares lejanos, ya que la extensión de un gasoducto acarrea riesgos, incremento en los costos e impacto ambiental debido a su característica que es altamente inflamable.

2. ESTUDIO DE SITUACIÓN ACTUAL

2.1.Importancia de la energía eléctrica en Petén, zona de explotación petrolera.

La electricidad, es una fuente de energía básica, indispensable para poder operar la infraestructura que compone una empresa, es básica para el desarrollo de las industrias, aplicaciones tecnológicas, el alumbrado, etc. y para el constante desarrollo y crecimiento de nuestro país.

Es importante para cualquier industria, independientemente de la rama a la que se dedique, contar con un flujo de corriente continuo y de alta calidad, que supla sus necesidades básicas para su funcionamiento. En la industria petrolera, con mayor razón, se necesita de este flujo eléctrico de alta calidad, debido a sus procesos continuos y de seguridad vital para los empleados como veremos mas adelante. El proveer energía de calidad garantiza, a nivel funcional, que no se tengan perdidas económicas, ambientales, de eficiencia y humanas por fallas en sus sistemas operacionales, de producción y de seguridad.

2.1.1. Evaluación de la situación actual referente al suministro eléctrico

Según los datos proporcionados por el INDE (Instituto Nacional de Electrificación), el SNI (Sistema Nacional Interconectado) que es el conjunto de plantas eléctricas y redes de distribución que están enlazadas por el sistema de transporte, solamente se da servicio a 21 de los 22 departamentos del país, siendo el departamento de El Petén el único que se encuentra actualmente aislado.

Debido a la inexistencia de una red de electrificación en esta zona, la industria petrolera guatemalteca se ve forzada a utilizar otras fuentes alternas de energía eléctrica para poder realizar sus operaciones. Estas plantas petroleras actualmente, generan su energía por medio de la utilización de plantas generadoras a base de combustibles como el diésel, el cual implica costos e cierto impacto en el ambiente. Según datos obtenidos en la zona petrolera de el Petén, los problemas con la producción de energía eléctrica en la zona son:

- La inexistencia de la red eléctrica nacional en la zona de explotación petrolera.
- Si existiera, la baja calidad del flujo de la red eléctrica nacional, ya que los paros inesperados podrían afectar sus procesos productivos.
- Los costos generados por paros o accidentes.
- Los costos generados por el consumo.

Por estos motivos, no se han contemplado proyectos de ampliación de la red eléctrica nacional que beneficien al sector petrolero, ya que es preferible abastecer su requerimiento de energía por medio de fuentes alternativas que garanticen la calidad, funcionalidad y continuidad de este recurso tan importante. Además, la industria petrolera cuenta con materias primas para producir su propia energía aprovechando los recursos disponibles.

2.2. Fuentes tradicionales de energía eléctrica en una planta de producción petrolera

Tradicionalmente el consumo de Guatemala en cuanto a energía, ha sido provisto básicamente mediante la generación eléctrica en los proyectos hidroeléctricos, con una contribución proveniente de la energía por combustión. También a nivel de consumo final, se consume energía biomásica proveniente de la leña y residuos vegetales donde se destacan el bagazo de la caña de azúcar, aunque en una cantidad poco significativa y descendente, aunque para algunas industrias sea su fuente de energía básica.

Los recursos energéticos con los que el país cuenta son energía hidráulica y biomasa en grandes cantidades, de las cuales solo se utiliza intensivamente la energía proveniente del agua. Hay otras fuentes de energía muy poco utilizadas como: la solar, la eólica, carbón mineral, alcohol y residuos vegetales en general.

También, la energía por combustión, que se obtiene a través de los procesos de combustión que liberan energía (casi siempre en forma de calor), que se aprovecha en los procesos industriales para obtener fuerza motriz o para la iluminación y calefacción domésticas.

2.2.1. Uso de diésel y otros combustibles

En nuestro país se utilizan varios tipos de energía en la industria, pasando por los más importantes como la energía hidroeléctrica y energía de biomasa, así como la generación de energía térmica derivada de productos agrícolas y madera, base para generar electricidad mediante la quema de residuos, generando vapor, activando calderas y generando a su vez energía.

El diésel es otro combustible hidrocarburo importante, derivado de la destilación atmosférica del petróleo crudo. Se consume principalmente en máquinas de combustión interna de alto aprovechamiento de energía, con elevado rendimiento y eficiencia mecánica. Tradicionalmente, su uso se orienta fundamentalmente para motores diseñados para combustible diésel, tales como camiones, autobuses, transporte férreo, embarcaciones y generadores de energía eléctrica.

En Guatemala muchas empresas lo utilizan como materia prima para hacer funcionar sus procesos, no así, otras utilizan sus productos residuales para reducir sus costos y aprovechar sus recursos, tal es el caso de los ingenios que utilizan el bagazo para hacer funcionar sus calderas y generar energía.

2.2.1.1. Aspectos técnicos

Actualmente, la previsión y la exigencia energética de la industria en general hace indispensable contar con sistemas que ofrezcan calidad de fluido eléctrico, además, la demanda de energía eléctrica a todas las horas del día y estaciones del año que requieren las máximas o mínimas potencias.

Los distintos tipos de centrales energéticas y sus características operativas, costos de inversión y costos de combustible son aspectos a tener en cuenta a la hora de evaluar un proyecto que tenga equilibrio entre calidad de servicio y precio de la energía. Por tal motivo, es de suma importancia evaluar tanto los requerimientos de energía que garanticen la operación óptima, así como las formas de cubrir dicha demanda de forma eficiente, tratando de reducir los costos de materias primas y aumentar la eficiencia en el servicio, a continuación se analizan dichas situaciones.

2.2.1.1.1. Requerimiento promedio de un campo de producción petrolero

En la industria en general, y especialmente en aquellas que producen durante todas las horas del día, entre las cuales se encuentra la industria petrolera, existen ciertas horas del día en que la demanda de energía eléctrica es baja, mientras que en otras alcanza valores elevados porque coinciden los consumos de base, con requerimientos transitorios tales como iluminación, uso de artefactos electrodomésticos, actividad de otros servicios, etc.

En nuestro país, y tomando como referencia los datos obtenidos durante la investigación en el campo de producción de Xan, Petén, el nivel de producción diaria, un campo petrolero promedio requiere de 7.5 Mw/hr para operar de forma eficiente, logrando llevar a cabo todas las tareas de producción relacionadas a la extracción del crudo, transporte, tratamiento y almacenamiento, así como supliendo las necesidades energéticas de los subsistemas que no forman parte de la producción en sí, sino que son sistemas de apoyo, tales como los sistemas de iluminación, informáticos y sistemas de seguridad.

2.2.1.1.2. Maquinaria diésel necesaria

Los generadores son motores que se accionan con combustible diésel, por lo general, con alternadores de pequeñas dimensiones, utilizando el diésel como materia prima para generar calor, generar y almacenar energía.

Funcionan con diésel-oil y/o gas-oil. Por lo general, no participan en grandes sistemas eléctricos, pero son útiles en industrias rurales donde no existe infraestructura eléctrica, equipos de iluminación, etc.

Los generadores son parte importante en el proceso de generación de energía, pero no son la única maquinaria que requiere de combustible diésel para trabajar, también están las bombas que son también básicas para el proceso de extracción y transporte del crudo. A continuación se presenta una tabla con el promedio de maquinaria necesaria y consumo promedio de diésel diario en un campo petrolero con una capacidad de producción de 14, 000 barriles al día.

Tabla IV. Maquinaria promedio que utiliza combustible en un campo de producción petrolero y su consumo de combustible diésel.

| Maquinaria y Localización | Descripción | Consumo Diésel Diario GAL / DIA |
|--|---|--|
| Generador Campamento | Aporta energía eléctrica, sistemas de seguridad, etc. | 289 |
| Generador Planta Proceso | Planta de tratamiento y producción. | 269 |
| Compresor de Gas. | Compresores. | 462 |
| Bomba Oleoducto. | Bombas transportadoras. | 42 |
| Bombas de Inyección | Bombas de inyección. | 351 |
| 30 Generadores independientes para pozos. | Generadores de energía por pozo. | 9563 |
| Pozo escondido. | Pozo escondido. | 243 |
| Bombas quintuplex | Bomba quintuplex. | 0 |
| Total | | 11,219 |

Fuente: Maquinaria utilizada en campo Xan, Petén.

La utilización de esta maquinaria implica también la producción y el consumo de un promedio de 11,000 de galones de diésel al día, con un costo aproximado de US \$2.37 por galón, en el cual se incluye la producción de diésel en el campo, costo que se reduciría al aprovechar los recursos disponibles no aprovechados.

Puede suceder que las inversiones requeridas para la instalación de un determinado tipo de central sean particularmente elevadas, pero que sus costos de combustible sean inferiores a los exigidos por otro tipo de central cuyos costos de inversión hubieran sido, en cambio, menores.

2.3. Aspectos ambientales

Las emisiones de diésel a largo plazo, perjudican a la gente y al medio ambiente, por lo que es importante buscar fuentes alternativas que nos permitan generar energía limpia. Aunque en la mayoría de industrias a nivel nacional utilicen generadores diésel, se pretende analizar en el siguiente capítulo, las ventajas que implica la utilización de generadores que funcionen a base de gas natural, un combustible alternativo. A continuación, se describe la forma en que los motores diésel, incluidos los generadores, son perjudiciales para la salud y para el medio ambiente.

En los motores diésel, como resultado de la combustión producida, el principal agente contaminante que se emite corresponde al material particulado, de bajo micraje, con diámetros promedio del orden de dos micras, siendo así perfectamente respirable. Además su composición mayoritaria es de hidrocarburos poli cíclicos aromáticos de alto poder calorífico, asociados a partículas de carbón por estar absorbidos a éstos.

Los productos normales de una combustión completa, como la que debería desarrollarse en el interior de un motor diésel, son el bióxido de carbono CO_2 y el agua H_2O . Sin embargo, existen una serie de productos contaminantes que se emiten debido a la combustión incompleta y a efectos secundarios.

Los productos de la combustión incompleta, son los siguientes,

- Hidrocarburos no quemados: Parafinas, olefinas, materias aromáticas.
- Hidrocarburos parcialmente quemados: Aldehídos, cetonas, ácidos carbónicos, monóxido de carbono.
- Productos térmicos de craqueo y productos resultantes: Acetileno, etileno, hidrógeno, hollín, hidrógenos de carbono poli cíclicos.

Los productos secundarios de la combustión, son los siguientes,

- Del nitrógeno del aire: óxidos azoicos.
- De los aditivos del combustible: Óxidos de plomo, haluros de plomo.
- De las impurezas del combustible: óxidos de azufre.

Y por ultimo los productos oxidantes, los cuales mediante la reacción secundaria fotoquímica se forman, bajo la acción de la luz solar y a partir de los componentes de los gases de escape. El olor procedente de los gases de escape de un motor diésel, a pesar de que solo recientemente se ha considerado como contaminante atmosférico, es altamente desagradable para los humanos. La fuente del olor se ha atribuido a pequeñas concentraciones de diversos hidrocarburos no quemados. El humo procedente de un motor diésel se clasifica como negro. El humo negro está constituido principalmente por carbón no quemado que se ha aglomerado para formar pequeñas partículas.

Con base en la masa, el humo es la menor de las principales emisiones de un motor diésel, sin embargo es importante recalcar que es el más notable. El humo negro puede ser causado por una condición de sobrecarga, es decir, al estar alimentando demasiado combustible al motor. Como medidas correctivas en nuestro país para la supresión del humo, se han investigado muchos aditivos para el combustible, no obstante ninguno a sido completamente satisfactorio.

Al parecer según lo investigado, el mejor método para reducir el humo consiste en un rediseño de la cámara de combustión y del inyector de combustible del motor, lo cual implica un costo de rediseño lo que muchas veces no ofrece solución al problema.

Otro problema de los motores diésel, es el monóxido de carbono CO, que como el humo negro, se produce durante la combustión, cuando el oxígeno presente no es suficiente para oxidar en su totalidad el combustible. Por tanto, el CO es una función directa de la relación entre el combustible y el aire.

El problema más difícil para el control de emisión en los motores diésel es reducir simultáneamente tanto el humo (partículas), CO₂ y los óxidos de nitrógeno. Por esto, el analizar posibles usos de energéticos alternativos, son beneficiosos tanto para la salud como para el medio ambiente, además de que podrían significar un aumento en la calidad del ambiente y la eficiencia energética.

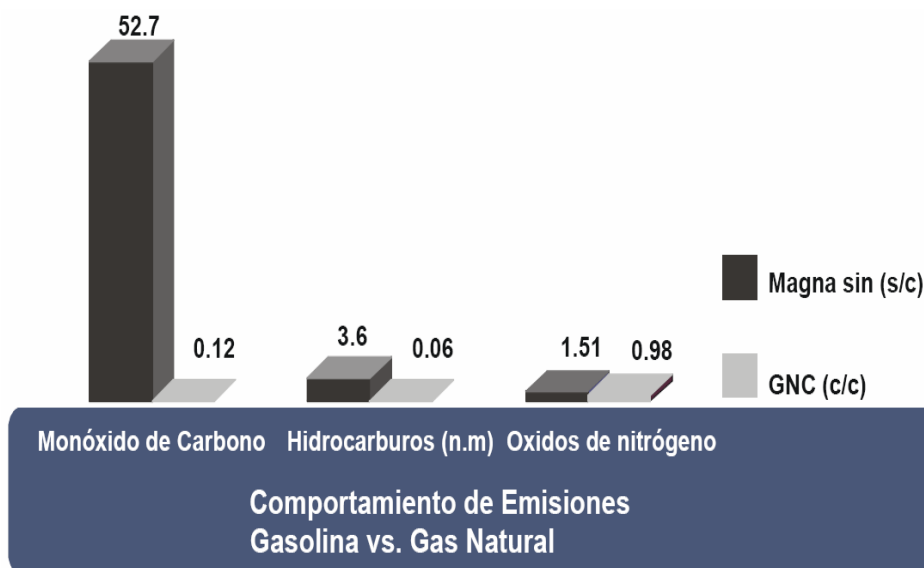
2.3.1. Nivel de emisiones del diésel y otros combustibles.

Los motores que utilizan como combustible el gas natural presentan ventajas ambientales sobre los motores a gasolina o diésel que vale la pena destacar. En primer lugar, tienen una menor reactividad en hidrocarburos que los motores a gasolina o diésel.

Las emisiones de CO son centenas de veces menores y también se emiten menores volúmenes de HC y NOx, aunque estos últimos en menores proporciones.

Por ejemplo, en comparación tanto con la gasolina como con el diésel, el gas natural tiene significativamente menor nivel de emisiones contaminantes como lo podemos ver en las figuras 4 y 5

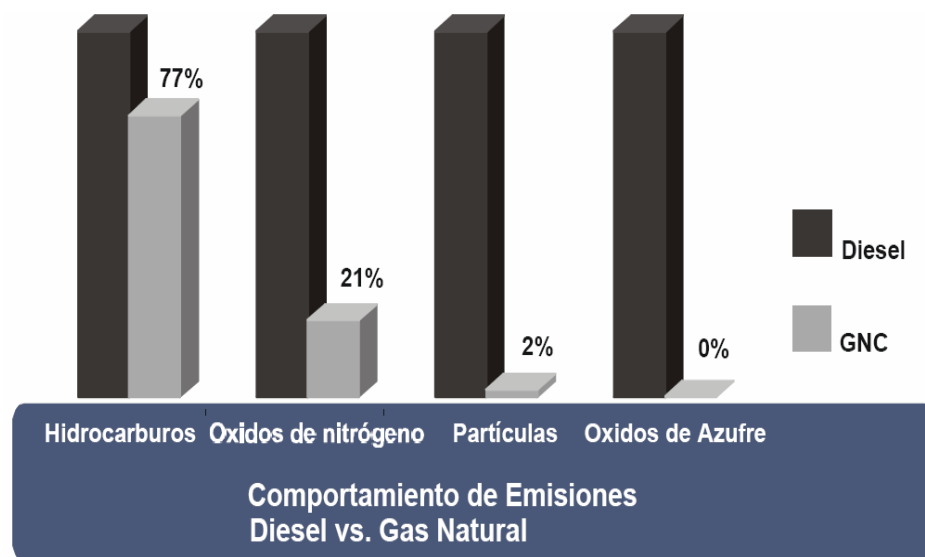
Figura 4. Nivel de emisiones del gas natural contra las de la gasolina.



Fuente: Análisis realizado por la empresa consultora ICF Consulting para la API – American Petroleum Institute en 2005, unidades expresadas en partes por millon.

Con respecto al diésel, las emisiones de hidrocarburos y NOx están por debajo en un 33% y casi 80% respectivamente. Destaca la diferencia en emisiones de partículas, siendo éstas 98% menores en vehículos a gas.

Figura 5. Nivel de emisiones del gas natural frente al diésel.



Fuente: Análisis realizado por la empresa consultora ICF Consulting para la API – American Petroleum Institute en 2005, comparativa de porcentajes.

3. SITUACIÓN PROPUESTA

3.1. Utilización del gas natural para generación eléctrica.

De los sistemas de generación de energía alternativa, también llamados sistemas de “cogeneración”, existe una enorme cantidad de ellos. La elección de cada sistema, debe ser hecha fundamentalmente por los resultados que en cada caso se obtienen, los que dependen de la adecuación de cada alternativa a cada caso específico.

Por lo tanto, no implica la necesidad de analizar todas las alternativas posibles para posteriormente plantear la comparación entre todas ellas. Por el contrario, al aplicar criterios empíricos, prácticos, y de experiencias en otros países permite una selección con la que se excluyen un grupo de alternativas, reduciendo el número de casos, debiéndose concentrar la atención en el gas natural, utilizado en otros países como el mejor y más barato combustible.

La fuente de energía primaria de un sistema industrial de cogeneración es usualmente un combustible diésel, pero también existen instalaciones de cogeneración basado en energía generada por gas natural.

Las compañías de electricidad y los proveedores independientes de energía alrededor del mundo emplean cada vez más el gas natural para alimentar sus centrales eléctricas. Generalmente, las centrales que funcionan con gas natural tienen menores costes de capital, se construyen más rápidamente, funcionan con mayor eficacia y emiten menos contaminación atmosférica que las centrales que utilizan otros combustibles fósiles.

Los avances tecnológicos en materia de diseño, eficacia y utilización de turbinas, así como en los procesos de cogeneración, fomentan el empleo de gas natural en la generación de energía. La cogeneración del gas natural produce al mismo tiempo potencia y calor que son útiles tanto para las industrias como para los usuarios comerciales.

3.1.1. Aspectos técnicos

A nivel mundial la demanda de petróleo y gas natural se ha incrementado, como resultado de miles de pruebas, los motores generadores de energía que funcionan con gas natural están siendo la solución más fiable para varias empresas. Entre las aplicaciones que se le puede dar al gas natural esta la generación de energía eléctrica, irrigación, tratamiento de aguas industriales y otras aplicaciones comerciales.

Diferenciamos entre los dos tipos de motores de combustión interna, los basados en compresión e ignición o diésel, y los motores a gas. Los motores generadores a gas se diferencian de su contraparte a diésel en 3 aspectos principales:

- El sistema de combustible.
- El sistema de ignición.
- El sistema de compresión.

Es fundamental entender estos tres aspectos para poder entender los motores a gas. Comparando estos dos tipos de motores, podemos ver que en la cámara de combustión, los motores a diésel toman solamente aire, mientras que los motores a gas toman una mezcla entre el combustible que es el gas y aire.

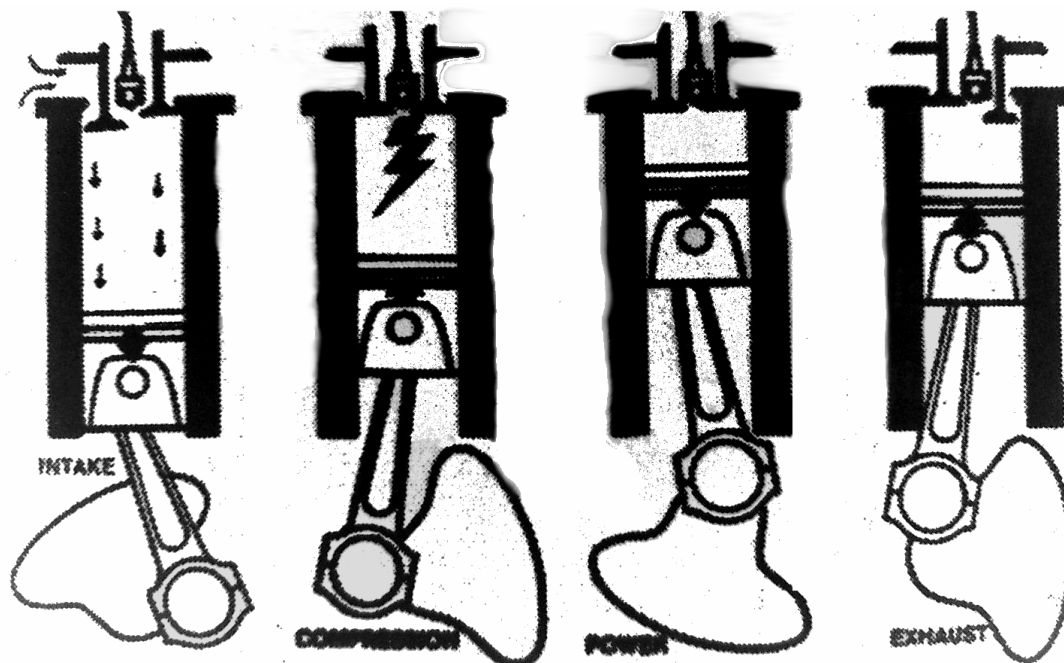
Los motores a diésel inyectan combustible al centro de la toma de aire mientras se lleva a cabo la compresión, y utiliza el calor de dicha compresión para realizar la ignición. Debido a que el calor de su compresión es bajo, los motores a gas usan bujías de chispa para generar la ignición.

La manera mas rápida de identificar un motor a gas es observando su carburador, el cual mezcla gas con aire y supe la mezcla para la combustión, por lo que no hay un sistema de ignición para diésel.

También hay que hacer ver que el carburador no atomiza el combustible ya que este es tomado propiamente de la mezcla de aire y gas.

Aquí hay una imagen en las que se muestra el ciclo de combustión. En primer lugar, la mezcla de aire y gas es inyectada, luego es comprimida en la cámara de combustión al igual que en los motores diésel, solamente que en menor grado. Esta mezcla es encendida por medio de una bujía eléctrica, lo que genera la explosión y luego expelle hacia atrás nuevamente la cámara de escape para iniciar el ciclo otra vez.

Figura 6. Ciclo de combustión en un motor a gas.



Fuente: Caterpillar, "Caterpillar Basic Gas Engines Training Course". P. 132

Cada uno de los cilindros del motor cuenta con una bujía eléctrica, para poder llevar a cabo la ignición. Los motores a gas cuentan también con un pequeño generador eléctrico, que ayuda a generar la energía para el sistema de ignición, por lo que no se necesita de baterías a menos que el sistema tenga un estárter eléctrico mientras el generador no este conectado al sistema eléctrico.

La mezcla correcta de combustible para los motores a gas funciona con un nivel alto de temperaturas en la cámara de escape, porque funciona constantemente con el mismo porcentaje de combustible. Los motores diésel, funciona con una cantidad excesiva de aire, por lo que la cantidad de combustible depende del nivel de funcionamiento de este; esta gran cantidad de aire en los motores diésel también ayuda con el sistema de enfriamiento.

La mayoría de motores a gas, están contruidos, en su mayoría, con los mismos componentes básicos que un motor diésel, aproximadamente en un 80%. No obstante, los motores a gas operan a un porcentaje menor de compresión y a presiones pico de entre el 40% y el 50% menos que en los motores diésel, por lo que las piezas de la combustión son las que varían, acomodándose a las altas temperaturas de combustión que se presentan en un motor a gas.

Esto facilita que a la hora de necesitar partes de un motor, estas puedan ser fácilmente intercambiables entre las ya existentes en los motores a diésel, lo que es otra ventaja de estos motores.

Otra diferencia es que los motores a gas utilizan pistones más cortos que los motores a gas, esto debido a su ratio de compresión. La mezcla correcta de combustible para los motores a gas, es definida como la mezcla correcta de gas y aire para asegurar la completa combustión de esta mezcla. Para estos fines, existen 3 tipos de motores a gas.

Los motores Standard o motores tradicionales a gas; los motores estequiométricos o de mezcla rica, es decir aquellos motores que combustionan una mezcla aire y gas cercana a 9,6:1 en volumen (mas gas y menos aire) y motores de mezcla pobre, cuando combustionan relaciones aire y gas superiores a 14,5:1 en volumen (menos gas y mas aire). Esta variedad permite que se pueda utilizar una gran cantidad de combustibles gaseosos.

El motor estándar, es el más económico, y produce el mejor nivel de consumo de combustible a cualquier ratio de compresión, es una tecnología simple, ambientalmente sucio y fue retirado del mercado debido a esto.

El motor estequiometrico o de mezcla rica, que esta cerca de ser el mas balanceado en la utilización de la mezcla de combustible. También es de tecnología simple, ambientalmente sucio, pero que combinado con sistemas de escape especialmente diseñados para reducir la contaminación, pueden producir una de los niveles de emisión más limpios que existen.

Su característica es que en la cámara de combustión se trabaja con 0% de oxígeno, lo que implica que el combustible no se quema en su totalidad. En realidad está diseñado para producir cantidades iguales de CO y NOx. Las desventajas de este tipo de motor son el alto costo de operación debido a los sistemas de escape que se necesitan y que generalmente implican altos niveles de mantenimiento.

El tercer tipo de motor es el motor de mezcla pobre, los cuales son de alta tecnología, la cual se basa en la recuperación de eficiencia perdida. En todos los 3 modelos existentes, a mayor compresión, más sensible se vuelve el motor a los niveles de calor de los combustibles y las temperaturas.

Otras diferencias entre los motores a gas y a diésel, es que los motores de gas, tienen un mayor tiempo de vida, ya que utilizan un combustible seco, en vez de el caso de los motores diésel, los cuales utilizan combustible líquido, el cual daña de forma más rápida los componentes del motor. Por otra parte, también, en un motor a gas, las temperaturas pueden llegar a los 4500° F, lo cual es demasiado caliente, mucho más que en un motor diésel, por lo que necesitan ser enfriados por sistemas de agua y aire.

Los motores a gas vienen diseñados para trabajar con porcentajes de compresión altos y bajos, permitiendo el uso de diferentes gases. Cuando el porcentaje de compresión es alta, el número de combustibles gaseosos que pueden ser utilizados es limitado, pero el consumo del combustible específico que se utilice es menor.

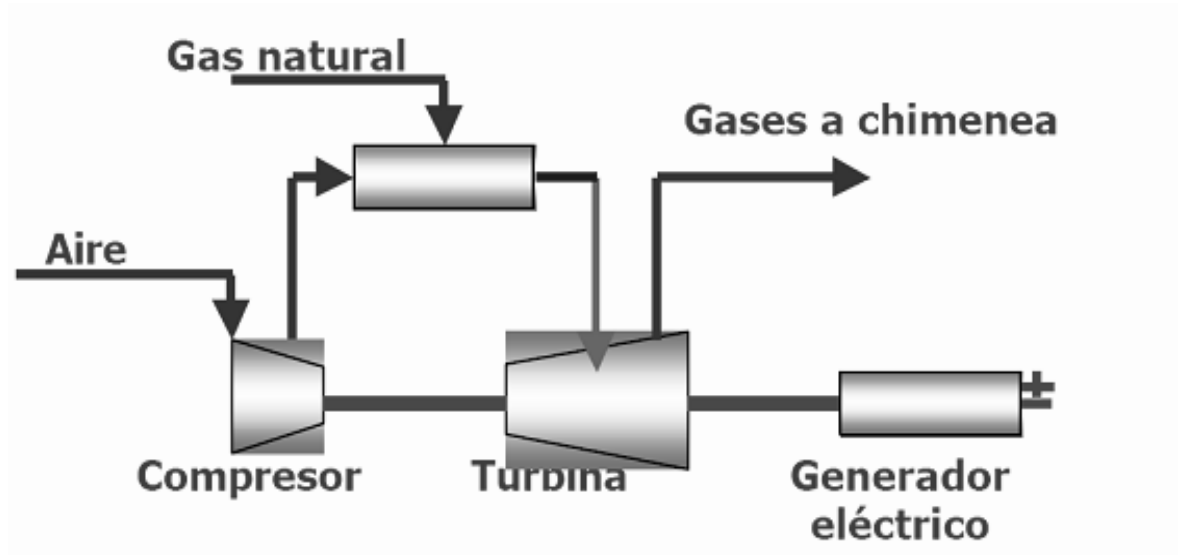
Contrariamente, cuando existe un porcentaje de compresión baja, se tiene un gran consumo de combustible, pero se pueden usar un gran número de diferentes gases como combustible.

La clave para la eficiencia en un motor a gas, es usar un porcentaje lo más alto posible de compresión para el tipo de combustible que está siendo usado. Esto optimizará el consumo de combustible en el motor, el cual es el caso de los motores utilizados en Guatemala.

Habiendo mencionado las generalidades de los aspectos técnicos en la generación de energía por medio de motores a gas natural, debemos entender también que la generación de electricidad es posible mediante turbinas, tanto en el llamado sistema de ciclo simple como en el llamado sistema de ciclo combinado.

El sistema de ciclo simple consiste en un sistema de turbina y generador eléctrico, en el cual no se aprovechan los gases calientes como se ve en la figura 7.

Figura 7. Sistema de ciclo simple para generar energía.



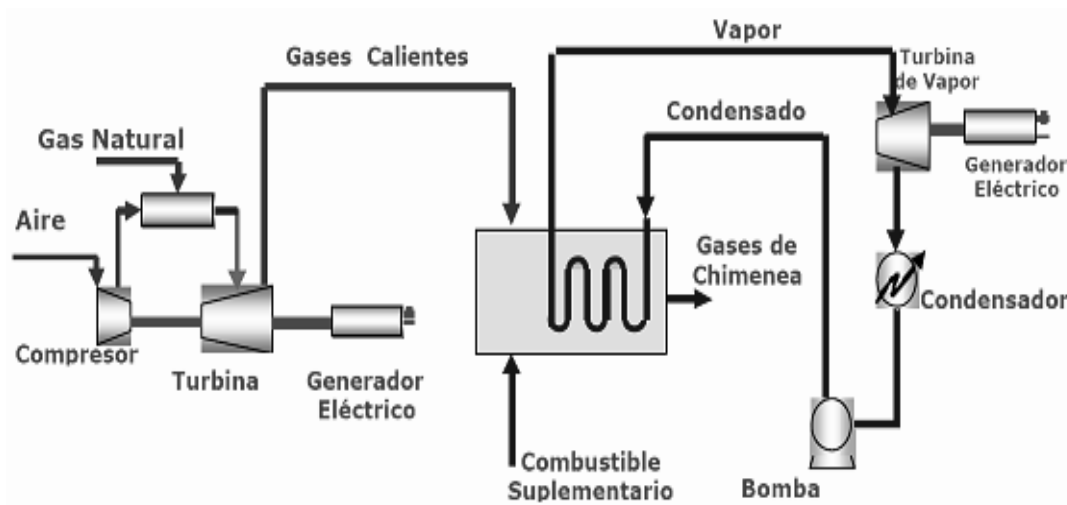
Fuente: Caterpillar, "**Caterpillar Basic Gas Engines Training Course**". P. 27

En un sistema de ciclo combinado, el aire aspirado desde el ambiente ingresa al turbo grupo del ciclo de gas, es comprimido por un compresor, a continuación se mezcla con el combustible en la cámara de combustión para su quemado. En esta cámara el combustible ingresa atomizado. Los gases de combustión calientes se expanden luego, en la turbina de gas proporcionando el trabajo para la operación del compresor y del generador eléctrico asociado al ciclo de gas.

Los gases de escape calientes salientes de la turbina de gas ingresan a la caldera de recuperación. En esta caldera de recuperación se produce el intercambio de calor entre los gases calientes de escape y el agua a alta presión del ciclo de vapor; es decir, el aprovechamiento del calor de los gases de escape llevando su temperatura al valor más bajo posible.

Los gases enfriados son descargados a la atmósfera a través de una chimenea, como lo muestra la figura 8.

Figura 8. Sistema de ciclo combinado para generar energía



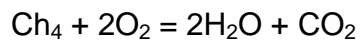
Fuente: Caterpillar, "Caterpillar Basic Gas Engines Training Course". P. 30

3.2. Comparación de energía producida por combustibles vs. gas natural

Para entender y comparar la operación y el desempeño de los motores debemos entender algunas cosas de los combustibles gaseosos. Estos están primordialmente compuestos por hidrocarburos. Los hidrocarburos están agrupados en 3 diferentes grupos de acuerdo con su estructura molecular:

- Las parafinas
- Las naftalinas
- Aromáticos

Limitare la discusión en las parafinas, a partir de que la mayoría de los gases usados en los motores a gas pertenecen a este grupo. El grupo de las parafinas empieza con la mas simple, que es el metano, CH₄. Cada siguiente miembro de este grupo tienen un carbono mas y su correspondiente numero de Hidrógenos. Solo los primeros 4 gases de esta familia son los que mantienen una temperatura y presión estándar. Analizando la combustión del metano, que es el mayor componente del gas natural, se tiene que su ecuación es la siguiente



El resultado de esta ecuación de combustión son agua y dióxido de carbono. Para diferentes gases la cantidad de agua producida puede variar. Dentro de la cámara de combustión de un motor a gas, esta agua es convertida en vapor, el cual es despedido por el escape. A esta energía de vapor se le conoce como Calor latente de vaporización o CLV que es igual a la energía perdida.

Para entender entonces la capacidad de producir energía del gas natural, debemos entender bien que una de las características importantes de los gases combustibles es su poder calorífico. Esto es, la cantidad de calor desprendida en la combustión completa por unidad de volumen. Existen dos rubros importantes en este aspecto, el poder calorífico superior o PCS, y el poder calorífico inferior o PCI, los cuales describo a continuación:

- Poder calorífico superior (PCS): es la cantidad de calor que se libera en la combustión completa de un kilogramo de combustible cuando los gases de la combustión se enfrían hasta que el agua formada queda en estado líquido
- Poder calorífico inferior (PCI): es la cantidad de calor liberado en la combustión completa de un kilogramo de combustible cuando los gases de la combustión se llevan hasta el punto de que el agua se encuentre en estado de vapor.

La diferencia entre ambos es el calor latente de vaporización CLV del agua formada en la combustión. Desde el punto de vista de utilización en el motor, interesa principalmente el poder calorífico inferior PCI por cuanto el vapor de agua no se condensa debido a la elevada temperatura a la que se expulsan los gases de la combustión.

3.2.1. Comparación energética

El poder calorífico PCI del gas natural es medido en BTU (British Thermal Unit), esta unidad de medida determina el potencial energético del gas natural que es medido en BTU. Una BTU representa la cantidad de energía que se requiere para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales

Habiendo comprendido los conceptos básicos, la investigación ha dado como resultado los siguientes valores energéticos, específicamente los poderes caloríficos inferiores PCI de los combustibles:

Tabla V. Comparativa del poder calorífico inferior del diésel y gas natural.

| Combustible | PCI en BTU |
|-------------|-------------------|
| Diésel | 131,036 BTU/Gal |
| Gas Natural | 1,300 BTU / SCFPD |

Fuente: Análisis realizado al gas nacional por Perenco Limited Guatemala en 2005.

Analizando la capacidad energética por unidad de caca uno de los combustibles, tenemos que, 1 SCFPD de gas natural produce 0.14 KW, mientras que un galón de diésel produce 36 KW. Haciendo la comparación, se necesitan 7.5 SCFPD para producir la misma cantidad de KW que produce el diésel, pero a menor costo.

Al hacer el análisis en relación a los costos nos podremos dar cuenta que el gas es la mejor alternativa debido a su bajo costo por KW.

3.2.2. Comparación de costos

Los costos de los combustibles para producir una KW/Hr en la industria del petróleo en Guatemala son los siguientes:

Tabla VI. Comparativa de los costos por KW del diésel y el gas natural.

| Combustible | Precio KW (US\$) |
|-------------|------------------|
| Diésel | 0.071 |
| Gas Natural | 0.00016 |

Fuente: Costos de la industria petrolera nacional a finales del 2005, Perenco Limited, Guatemala.

Como podemos observar, el precio del gas natural por unidad es casi insignificante, ya que el tratamiento y preparación del gas es mucho mas barato que el precio de refinación del diésel para su utilización como combustible.

El campo de Xan produce diariamente 4,000,000 millones de SCFPD de gas natural.

3.3. Ventajas de la utilización del gas natural

El modelo energético actual está basado en los combustibles fósiles y dentro de estos, el gas natural ocupa un lugar privilegiado. Junto con el petróleo y el carbón, el gas natural proporciona la mayor parte de la energía que mueve la moderna sociedad industrial a nivel mundial, suponiendo la quinta parte del consumo total de energía en todo el mundo.

La composición química del gas natural es la razón de su amplia aceptación como el más limpio de los combustibles fósiles. El gas natural, como cualquier otro combustible, a excepción del hidrógeno puro, produce dióxido de carbono, pero sin embargo, debido a la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, sus emisiones son un 40-50% menor de las del carbón y un 25-30% menor de las del diésel por unidad de energía producida.

Este combustible se ha constituido el más económico para la generación de electricidad, ofrece las mejores oportunidades en términos de economía, aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental, a continuación describo las ventajas.

3.3.1. Ventajas operacionales

Entre las principales ventajas que ofrece el gas natural, se podría mencionar que es un combustible que está disponible inmediatamente en el sitio de producción, liberando a la industria petrolera de la necesidad de contar con grandes estanques de reserva, disminuyendo el riesgo que ello implica.

La combustión del gas puede cesar instantáneamente tan pronto como cese la demanda de calor de los aparatos que lo utilizan, lo que lo hace muy adecuado para cargas variables e intermitentes.

Para múltiples aplicaciones, el rendimiento de combustión es superior al de otros combustibles por permitir una regulación perfecta y constante del exceso de aire de combustión, la cual puede reducirse al mínimo.

El siguiente cuadro muestra como el gas natural puede sustituir a otros combustibles, la cual es otra de sus ventajas:

Tabla VII. Combustibles a los que puede sustituir el gas natural.

| Sector | Combustible a Sustituir | Aplicación / Proceso |
|-----------------------------|--|--|
| Generación Eléctrica | Diésel | Industrias |
| | Fuel Oil Carbón Bagazos | Centrales Térmicas Cogeneración |
| Industrial | Kerosén Bunker Diésel Fuel Oil Carbón Bagazos | Fundición de metales Hornos de Fusión Secado Industria de cementos Generación de Vapor Cámaras de Combustión Producción de Petroquímicos |
| | Gasolina Diésel | Buses Vehículos |
| Comercial | Gas propano Carbón | Aire acondicionado Cocción, preparación alimentos Agua caliente |
| Residencial | Carbón Leña | Sistemas de Calefacción |

Fuente: Khol, Arthut L. Riesenfeld. **“Gas Purification”**. (USA: Editorial Gulf Publishing Company, quinta edición, 2000) p. 126

Por otro lado, los equipos y quemadores de gas natural son fáciles de limpiar y conservar, ya que por ser un combustible gaseoso, no causa el mismo daño en los sistemas mecánicos que causa por ejemplo el diésel, que es un combustible líquido, por lo tanto tiene un beneficio adicional para asuntos de mantenimiento.

Un ejemplo son los tiempos en los cuales se les da mantenimiento a la maquinaria en el campo Xan, los cuales se muestran en la tabla VIII:

Tabla VIII. Comparativa del tiempo de programación de mantenimiento de maquinaria utilizando Diésel y Gas Natural como combustibles.

| Tipo de Mantenimiento | Combustible diésel | Gas Natural |
|--|---------------------------|--------------------|
| Control de la combustión y la eficiencia | Quincenal | Semestral |
| Limpieza y verificación del filtro del combustible | Quincenal | Semestral |
| Limpieza y verificación de electrodos | Quincenal | Semestral |
| Limpieza y verificación de las boquillas | Quincenal | Semestral |
| Verificación de válvulas solenoides | Quincenal | Semestral |
| Verificación de presostatos | Quincenal | Semestral |
| Limpieza y verificación de mirilla | Quincenal | Semestral |
| Limpieza y verificación de platos reflectores | Quincenal | Semestral |
| Limpieza y verificación de foto celda IR/UV | Quincenal | Semestral |
| Verificación del programador de llama | Quincenal | Quincenal |
| Verificación del transformador de encendido | Quincenal | Quincenal |
| Verificación de la presión de combustible | Diario | Diario |
| Limpieza de chimeneas y ductos de gases | Semestral | Anual |

Fuente: Datos proporcionados por el Departamento de Operaciones, Perenco Limited Guatemala.

Estas ventajas son importantes de considerar, ya que cada una de ellas representa un ahorro para la empresa.

3.3.2. Ventajas Ambientales

Gracias a sus ventajas económicas y ecológicas, el gas natural resulta cada día más atractivo para muchos países. Las características de este producto, como por ejemplo su reducido intervalo de combustión, hacen de esta fuente de energía una de las más seguras del momento.

La maquinaria y los sistemas que utilizan gas natural para generar energía, hace que se consuma un 35% menos de combustible fósil que las plantas convencionales, lo que aporta, de hecho, la mejor solución para reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera y por tanto, contribuir a preservar el entorno medioambiental.

Respecto al resto de contaminantes, la emisión unitaria por Kw/Hr producido a través de estas, es en general sensiblemente menor, aunque destaca especialmente la reducción de emisión de H₂S, debido al tratamiento de remoción de éste que recibe el gas natural antes de ser utilizado.

Específicamente, unas de sus mayores ventajas respecto a otros combustibles, son las bajas emisiones de material particulado, oxido de sulfuro y oxido de nitrógeno. Las tablas IX y X muestran tanto la comparación de las emisiones de gas natural frente a otros combustibles, y además, los efectos nocivos de los residuos de la combustión sobre el hombre y el medio ambiente.

Tabla IX. Comparativa entre las emisiones de diferentes combustibles frente al gas natural.

| Combustible | Contaminante | | |
|----------------------|-----------------------------|-------------------------|---------------------------|
| | Material Particulado | Oxido de Sulfuro | Oxido de Nitrógeno |
| Gas Natural | 1,4 | 23 | 2 |
| Gas de Ciudad | 3 | 61 | 0,5 |
| Diésel | 3,3 | 1.209 | 1,5 |
| Kerosene | 3,4 | 269 | 1,5 |
| Fuel Oil N°5 | 15 | 4.470 | 4 |
| Fuel Oil N°6 | 39,4 | 4.433,00 | 4 |
| Carbón | 157 | 5.283 | 6 |
| Leña | 140 | 13 | 2 |

Fuente: Khol, Arthut L. Riesenfeld. “**Gas Purification**”. (USA: Editorial Gulf Publishing Company, quinta edición, 2000) p. 51, emisiones especificadas en partes por millón.

Tabla X. Diferentes efectos en la salud debido a los contaminantes resultado de la combustión de los diferentes combustibles.

| CONTAMINANTE | EFECTOS SOBRE | |
|-----------------------------|--|--|
| | Personas | Medioambiente |
| Material Particulado | Disminución de la visibilidad. Aumento de afecciones respiratorias, tos crónica, ronquera, síntomas respiratorios nocturnos, bronquitis y asma bronquial. | Daño directo a la vegetación (dificultad en la fotosíntesis) |
| Dióxido de Azufre | No se le puede atribuir ningún efecto específico, pero si resulta claro que es altamente nocivo en presencia de humedad | Lluvia Ácida |
| Oxido de Nitrógeno | Irritante | Lluvia Ácida |
| | Potencialmente cancerígeno | Problemas con el Ozono |

Fuente: Khol, Arthut L. Riesenfeld. **“Gas Purification”**. (USA: Editorial Gulf Publishing Company, quinta edición, 2000) p. 51

Al comparar las emisiones producto de la combustión del gas natural con las de los otros combustibles, se deduce que las del gas natural son bastante menores, ya que su estructura molecular es bastante más simple que la de los otros dos combustibles, lo que facilita que se quemem limpiamente.

Además, entre los otros combustibles, algunos como el carbón y el fuel oil producen cenizas que no se queman completamente, y se pueden ir a la atmósfera. La sustitución de centrales convencionales de carbón o diésel por centrales que utilizan gas natural es una manera efectiva de contribuir a la reducción del efecto invernadero.

4. CARACTERÍSTICAS DEL GAS GUATEMALTECO Y SU TRATAMIENTO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1. Proceso de obtención del petróleo y el gas natural

El proceso del petróleo y el gas natural, inicia desde su obtención que se encuentra en el subsuelo en los medios de origen sedimentario, y finaliza en la parte del almacenamiento del producto terminado, en este caso, almacenamiento de petróleo para ser enviado por el oleoducto a su exportación, y con relación al gas, con su utilización para la generación de energía eléctrica. A continuación en este capítulo, el detalle y el diagrama de dicho proceso

4.1.1. Descripción

Desde el subsuelo, la materia orgánica se deposita y se va cubriendo por sedimentos a través del tiempo; al quedar cada vez a mayor profundidad, se transforma en hidrocarburos, proceso que según las recientes teorías, es una degradación producida por bacterias aerobias primero y anaerobias luego. Estas reacciones desprenden oxígeno, nitrógeno y azufre, que forma parte de los compuestos volátiles de los hidrocarburos.

Posteriormente, por fenómenos de migración, el petróleo pasa a impregnar arenas o rocas más porosas y más permeables (areniscas y calizas fisuradas), llamadas rocas almacén, y en las cuales el petróleo se concentra, y permanece en ellas si encuentra alguna trampa que impida la migración hasta la superficie donde se oxida o pueda hacer erupción.

Encontrar petróleo es difícil, pero numerosas ramas de la ciencia ayudan a esta importante tarea. La sismología o estudio de los terremotos; la geología, que se ocupa del conocimiento de la corteza terrestre; la paleontología o estudio de la formación de la tierra; la cartografía, que tiene por objeto la construcción de mapas; la química e incluso la bacteriología, que se dedica al estudio de los gérmenes, son valiosas ciencias auxiliares para los científicos consagrados a la búsqueda de nuevos campos de petróleo.

Básicamente lo que se hace es una pequeña perforación en el terreno donde se sospecha la existencia de petróleo, se coloca en ella una pequeña carga de explosivo y se procede a su voladura. A este método se le llama prospección sísmica y son verdaderos mini sismos artificiales provocados por explosiones de cargas detonantes que, como ya se dijo, se pueden estudiar después con más precisión las formaciones interesantes cuyos contornos se revelan por la reflexión o refracción de ondas elásticas. La onda sonora no se desplaza por el interior de la tierra a velocidad uniforme, sino con arreglo a la naturaleza de las capas que atraviesa: arena, piedra caliza, roca dura, etc.

Desde estas diferentes capas parten hacia la superficie ecos que son registrados por el aparato y que debidamente interpretados facilitan la localización de depósitos de aceite mineral o petróleo. Luego, se taladra un agujero pequeño y se bombea, o bien se deja que la presión natural, si existe, lo eleve hasta la superficie. Cuando la perforación ha alcanzado la zona petrolífera, se procede a la puesta en servicio del pozo, operación delicada si se quiere evitar la erupción y a veces incendio.

En la explotación de un yacimiento se distinguen dos periodos que son la recuperación primaria y la recuperación secundaria.

En la recuperación primaria, por el efecto de la presión, el petróleo sube por sí mismo a la superficie, la presión natural tiende a bajar con rapidez y esta se debe sustituir y restablecer por medio de una inyección de gas comprimido (gas-lift), este movimiento es transmitido por un juego de tubos al pistón situado en el fondo del pozo.

En la recuperación secundaria los métodos procedentes, no permiten, por sí solos, llevar a la superficie más que el 20% aproximadamente del petróleo contenido en el yacimiento; de aquí viene la idea de extraer una gran parte del 80% restante utilizando a uno de los procedimientos siguientes:

- El drenaje con agua o “water-drive”, por inyección de agua por debajo o alrededor del petróleo;
- Reinyección del gas o “gas-drive”, por encima o atrás del petróleo;
- Drenaje con agua caliente o con vapor, más costoso, pero permite recuperar el 90% del yacimiento.

Hay diversas formas de efectuar la perforación, pero el modo más eficiente y moderno es la perforación rotatoria o trepanación con circulación de barro.

Primero se construye un armazón piramidal de acero llamado torre, de unos veinte o treinta metros de altura, que sirve para sostener la maquinaria necesaria para mover un taladro rotatorio, y que va entrando en la roca. Este procedimiento es rápido, pues completa la perforación en unas cuantas semanas. La figura muestra una torre construida durante una excavación en Xan:

Figura 9. Torre construida durante la excavación del pozo numero 10 en el campamento Xan, Petén, Guatemala.



Fuente: Perenco Limited Guatemala.

Los pedacitos pulverizados de roca que va cortando, son arrastrados, según desciende la herramienta, por medio de un chorro de agua a presión que los saca del agujero. Al salir este fango a la superficie revela la naturaleza de la roca a través de la cual está pasando la herramienta cortadora.

El agujero que practica el taladro se forra con una tubería de hierro, entonces, un pozo de petróleo es, por lo tanto, un tubo fino y largo de hierro que atraviesa la roca hasta llegar al estrato que lo contiene.

Generalmente se encuentran capas intermedias de agua, antes de llegar al petróleo. Las perforaciones se hacen mediante trépanos, y las paredes del largo tubo que se forma son mantenidas en su sitio con caños que se introducen más tarde, y por los que salen a la superficie los materiales arrancados del interior de la tierra.

Habiendo terminado la perforación, la instalación de las bombas, el pozo en sí, y la extracción del petróleo, se procede a enviarlo por medio del oleoducto a la planta de tratamiento y purificación del petróleo.

Esta parte la detallare mas adelante. En la planta de producción de Xan, existen varios pozos perforados alrededor de ésta, de los cuales el petróleo extraído va directamente a las estaciones de producción ubicadas en éste por medio de oleoductos de petróleo recién extraído.

En la entrada de la planta de producción, existe un lugar en el cual se juntan todos los oleoductos de todos los pozos, cada uno con válvulas de cierre las cuales se pueden cerrar en determinados casos en que así se requiera.

A esta parte del oleoducto se le llama Manifold, la cual se muestra en la figura 10.

Figura 10. Fotografía del Manifold de entrada al campo Xan.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

En esta parte, la entrada de la tubería, se encuentra numerada para cada pozo, y así poder identificar de mejor forma el origen de la tubería como se muestra en la figura 11.

Figura 11. Numeración de las tuberías provenientes de los pozos de extracción de crudo en el manifold de entrada.



Fuente: Perenco Limited, Guatemala.

Vale mencionar que estas válvulas de cierre están controladas por un sistema computacional de control principal llamado SCADA, el cual controla todos los parámetros de la planta de producción, como por ejemplo, presiones, temperaturas, estados, etc., a lo largo de las tuberías de transporte y tiene la capacidad de generar gráficamente guías y controles para todos los procesos de la planta de producción.

Figura 12. Cuarto de control de la planta de producción de crudo, controlada por el sistema SCADA.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

El objetivo del manifold es la repartición de los diferentes flujos de petróleo a las plantas de separación y limpiado.

La separación se hace debido a la característica del petróleo recién extraído, el cual viene mezclado con agua y gas. Por otro lado, debido a la presión y el movimiento del petróleo dentro de las tuberías, este produce espuma, la cual si no se tratara sería muy complicado el proceso de separación, por lo que antes de pasar a los separadores es inyectado a las tuberías un agente químico antiespumante, el cual disminuye la cantidad de espuma y facilita el proceso de separación del agua, gas y petróleo.

Figura 13. El químico antiespumante es inyectado a la tubería que transporta el crudo antes de ser purificado.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

Al llegar el crudo 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.

Ante esta situación es necesario separar los sólidos del crudo y proceder a deshidratarlo, es decir se elimina el agua y sal que naturalmente contiene el petróleo en formación, o el agua que producen otras capas.

Este proceso se realiza en la planta por medio de los separadores trifásicos.

Figura 14. Tanque de separación del crudo, agua y gas, llamados separadores trifásicos.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

El hecho de acondicionar el crudo se realiza por una exigencia de la API (American Petroleum Institute), de los transportadores, ya sea en barcos o en oleoductos, como de las refinerías y la que es su destino final.

Dentro de estas exigencias se establece que el petróleo no contenga un porcentaje de agua e impurezas mayor al 1% y un máximo de 100 gramos de sales por cada metro cúbico de producto.

La separación del petróleo se lleva a cabo en dos fases durante, una fase primaria de separación en la que se libera al petróleo 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. En cada una de estas fases se llevan a cabo controles de espuma.

Ya habiendo separado el agua del petróleo y la mayoría del gas, se llevan a cabo los últimos procedimientos de purificación del petróleo, ya que siempre queda un poco de gases contaminantes para el petróleo, los cuales son limpiados por medio de procedimientos llamados Stripping y Flash Tank.

Específicamente, durante el procedimiento de Stripping se extrae los residuos de gas metano y gases licuados, la electrostática del petróleo y por último el residuo de H₂S.

En el caso del Flash Tank, son recipientes utilizados para separar la última parte de gas, este gas que se produce cuando se expande un líquido.

En este caso se conoce como “flash” al cambio súbito que sufre un fluido cuando la presión desciende violentamente.

Así, al tumbar la presión del fluido se producirá una separación de fases, que le dará origen al gas y al petróleo. Y en correspondencia con la acción que se realiza, el término Flash Tank se le asigna al separador donde se lleva a cabo la expansión del fluido.

El petróleo, una vez separado de los sedimentos, agua y gas asociados, se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

Con respecto al gas, este es enviado a su tratamiento para eliminar residuos peligrosos, y a su posterior utilización y quema, el detalle más adelante.

De acuerdo con todo lo indicado anteriormente, se ha elaborado el detalle de este proceso en un diagrama de flujo, vea figura No. 30 en el anexo.

4.2. Generación de energía por gas natural.

La creciente globalización de los mercados ha obligado a las distintas empresas a nivel mundial a optimizar sus procesos productivos, incorporando para ello las últimas tecnologías disponibles que presenten mayores ventajas competitivas.

Por otro lado, una mayor toma de conciencia ambiental reflejada en una creciente preocupación por el medioambiente, ha obligado a las empresas a considerar controles para identificar y corregir las distintas fuentes contaminantes.

Es así como actualmente para ser competitivo y adaptarse a la globalización se está demandando la utilización de combustibles que permitan obtener una combustión cada vez más eficiente, económica y compatible con el medio ambiente.

La utilización del gas representa para la industria petrolera un combustible de uso común, disponible en el sitio de producción y que existe en grandes cantidades, pero, como cualquier materia prima, necesita un proceso de purificación para poder ser aun más efectivo para cuestiones de producción de energía y de seguridad industrial.

Respecto a las reservas mundiales de gas natural, éstas son aproximadamente 145 trillones de metros cúbicos estándar, las que están principalmente concentradas en la ex Unión Soviética y en el Medio Oriente.

En Guatemala según la CIA World Factbook, existen actualmente 1,543 miles de millones metros cúbicos de gas natural disponible en las áreas exploradas sin contar las áreas que aun esta inexploradas en nuestro territorio nacional, por lo que se puede predecir una tendencia a la utilización y comercialización de este combustible creciente a nivel mundial.

4.2.1. Características químicas naturales del gas en Guatemala.

Para el gas nacional y el de todo el mundo no existe una composición o mezcla que se pueda tomar para generalizar la composición del gas natural. Cada gas tiene su propia composición, y en la mayoría de veces, dos pozos de un mismo yacimiento puede tener una composición diferente entre si.

Las distintas composiciones del gas natural, pueden ser ideales para algunos usos, mientras que otras, puede llegar a ser muy peligroso para maquinaria y aun toxico para los seres humanos cuando contienen gases ácidos; es por eso que se debe hacer un análisis periódico al gas que es extraído, para adecuar los equipos de explotación a la nueva composición y evitar problemas operacionales.

El metano es el principal constituyente de este combustible, con un contenido de entre el 50% al 95% en muchos casos, mientras que el resto puede estar compuesto de etano, propano, butano, pentano, hexano y octano presentes en pequeños porcentajes entre otros gases.

El gas natural de Guatemala, específicamente, basándonos en resultados de una prueba de gas realizada en el campo Xan, tiene las siguientes características:

Tabla XI. Resultado de un análisis al gas natural extraído del pozo 11, campo Xan, Guatemala.

| Tipo de Componente | Porcentaje Molar % |
|--------------------|--------------------|
| C ₆ | 1.27 |
| CH ₄ | 37.55 |
| Etano | 9.81 |
| Propano | 13.22 |
| Isobutano | 1.46 |
| n-Butano | 3.54 |
| Isopentano | 0.92 |
| n-Pentano | 1.00 |
| CO ₂ | 15.41 |
| Nitrógeno | 0.89 |
| Oxígeno | 0.14 |
| H ₂ S | 13.53 |
| C ₇ | 1.00 |
| C ₈ | 0.19 |
| C ₉ | 0.06 |
| C ₁₀ | 0.01 |
| TOTAL | 100% |

Fuente: Estudio realizado por la empresa SGS Guatemala para Perenco Limited, Guatemala en 2005.

Como nos podemos dar cuenta, nuestro gas natural varios tipos de componentes importantes para tomar en cuenta, entre estos tenemos los gases ácidos, específicamente el H_2S y el CO_2 . El ácido sulfhídrico o H_2S es un componente que esta presente en el caso particular de este análisis en un 14% del total de la mezcla de nuestro gas natural, este elemento es de vital importancia en nuestra investigación, debido a que para que el gas natural pueda ser utilizado, es necesario que pase por un proceso de remoción de H_2S .

En otras pruebas realizadas al gas nacional, se han obtenido resultados que muestran una presencia de H_2S en un 23% al 25% del total de la mezcla.

4.2.1.1. Gases ácidos del gas natural

Al ácido sulfhídrico H_2S y al dióxido de carbono CO_2 se les denomina gases ácidos del gas natural. En muchos campos de nuestro país, donde es extraído el gas natural la presencia de estos compuestos es elevado los cuales le dan la denominación de “ácido” al gas natural.

El ácido sulfhídrico, también conocido como sulfuro de hidrógeno, tiene la característica de tener un desagradable olor y ser muy tóxico. Cuando es separado del gas natural mediante el proceso de endulzamiento, es enviado a plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales (producción de pólvora o usos médicos).

Por su parte el dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. Se puede licuar fácilmente por compresión, sin embargo, cuando se enfría a presión atmosférica se condensa como sólido en lugar de hacerlo como líquido. El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución resultante puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbonilo, he aquí la propiedad corrosiva que el CO₂ presenta en presencia de agua.

4.2.1.1.1. Gas H₂S

Estructuralmente, el gas natural de Guatemala, contiene el llamado ácido sulfhídrico, en gran cantidad, este elemento es una molécula compuesta de dos átomos de hidrogeno y uno de azufre.

El ácido sulfhídrico es un gas formado por la descomposición de materia orgánica animal o vegetal, por medios biológicos. Puede también ser producido por una amplia variedad de procesos industriales.

El ácido sulfhídrico es un riesgo real en la industria petrolera. Es un gas altamente toxico, del cual no existe inmunidad hacia el, y el organismo humano no puede desarrollar tolerancia a sus efectos. Incluso, una pequeña cantidad de H₂S puede causar daños físicos irreparables y significativos sobre el ser humano.

El gas H₂S es un gas venenoso que puede matar rápidamente a cualquier persona que no este protegida o informada de su toxicidad. El riesgo inmediato es muerte por inhalación. A través del entendimiento y el entrenamiento constante del personal en el área de trabajo, la industria petrolera puede trabajar en presencia del H₂S de una forma segura y sin incidentes.

En la industria petrolera nacional, el petróleo es la fuente principal de H₂S, lo podemos encontrar en procesos de exploración-perforación, producción, refinación, almacenaje, transporte y exportación de petróleo.

Por lo tanto, cualquier persona que se encuentra en estas áreas debe:

- Conocer las propiedades del H₂S.
- Estar informado de su toxicidad.
- Conocer las medidas de seguridad y el equipo apropiado para protegerse.
- Saber como responder ante una emergencia.
- Conocer técnicas básicas de primeros auxilios y resucitación.

Todo esto se logra a través del entrenamiento constante y adecuado del personal, esto incluye, conferencias, cursos y simulacros. El gas H₂S también puede ser generado como producto de algunos procesos industriales tales como:

- Almacenamiento de asfalto.
- Producción de cerveza.
- Excavación y exploración minera.
- Fabricación de fertilizantes.
- Producción de papel.

4.2.1.1.1.1. Propiedades

El gas H_2S es un gas sumamente toxico, es extremadamente toxico para el hombre y no existe posibilidad de desarrollar inmunidad o tolerancia a la exposición. Puede matar rápidamente en concentraciones altas. Es incoloro a temperatura y presión atmosférica ambiental.

Este gas, posee un olor sumamente ofensivo, a veces imperceptible. Comúnmente se le describe como un olor parecido al huevo podrido, sin embargo frecuentemente es percibido de forma diferente por diferentes personas, algunas veces es descrito como un olor dulce.

Afecta en algunos casos al sentido del gusto e induce nauseas, conforme aumenta el nivel de H_2S , se produce un bloqueo rápido del centro olfativo en el cerebro, el olor se vuelve tolerable o imperceptible, conduciendo a una falsa sensación de seguridad.

Otras características de este gas, es que es soluble en agua e hidrocarburos. Debe ser enfriado o comprimido para permanecer en forma líquida. Es más pesado que el aire, y se acumula en las áreas bajas como pits, contrapozos, hondonadas y otras áreas pobremente ventiladas.

Cuando se mezcla con el aire, una fuente de encendido de solamente 500 grados Fahrenheit, unos 260 grados centígrados, puede producir su ignición, y la liberación de cantidades extremas de energía en forma de calor, por lo que es importante tomar en cuenta también los sistemas contra incendios.

Es un gas que produce irritación en la piel si se combina con sudor, que es una cualidad del medio ambiente donde se encuentran las plantas de petróleo por estar en lugares muy calurosos. Por último es importante mencionar que es altamente corrosivo para todos los metales.

4.2.1.1.1.2. Efectos en el hombre

Cuando el H₂S es inhalado o respirado, este pasa directamente a la sangre, a través de los pulmones. El organismo en un esfuerzo por protegerse, lo oxida (desintegra) rápidamente, y lo convierte en un compuesto inofensivo.

En cantidades excesivas, el organismo no puede oxidarlo todo, y se acumula en la sangre, dando lugar a intoxicación. El H₂S afecta a todas las células del organismo, pero especialmente a las neuronas en el cerebro, dando lugar a inconsciencia y parálisis de la respiración. La víctima morirá de asfixia si no se inicia respiración artificial.

La intensidad del efecto del H₂S en el hombre depende de los siguientes factores:

- La duración de la exposición.
- La frecuencia de los incidentes de exposición.
- La concentración o intensidad del gas.
- La susceptibilidad y constitución física entre cada individuo.

La siguiente tabla muestra el nivel de toxicidad del gas natural de Guatemala y sus efectos en el hombre.

Tabla XII. Nivel de toxicidad del gas natural de Guatemala y sus efectos sobre el hombre.

| Tabla de Toxicidad del H₂S | |
|--|---|
| 0.13 ppm | Olor minimamente percibido. |
| 4.60 ppm | Olor moderado, fácilmente detectable. |
| 10.0 ppm | Principia irritación en los ojos. |
| 27.0 ppm | Olor fuerte, desagradable. |
| 100 ppm | Tos, irritación de ojos, pérdida del sentido del olfato después de 2 a 5 minutos. |
| 200-300 ppm | Conjuntivitis severa e irritación del tracto respiratorio después de una hora. |
| 500-700 ppm | Perdida de conciencia y posiblemente, muerte en 30 minutos a una hora. |
| 700-1000 ppm | Perdida rápida de la conciencia, parálisis de la respiración y muerte. |
| 1000-2000 ppm | Inconsciencia instantánea, con parálisis de la respiración y muerte. |

Fuente: Departamento de Seguridad Industrial de Perenco Limited, Guatemala.

Por las causas anteriormente descritas, es recomendable que nunca se intente determinar el nivel de concentración del H₂S con el olfato ya que puede ser mortal.

Es importante señalar también que los síntomas varían para cada individuo, debido a su constitución fisiológica. La exposición previa tiene la tendencia a causar una susceptibilidad aumentada, en futuras exposiciones al gas, en vez de tolerancia. El consumo de alcohol hasta antes de 24 horas de la exposición también aumenta la susceptibilidad, así como algunos padecimientos médicos, que pueden crear problemas de susceptibilidad aumentada al efecto del H₂S.

Estas pueden ser

- Tímpano perforado.
- Enfisema pulmonar.
- Asma bronquial.
- Enfermedad coronaria.
- Infarto cardiaco.
- Hipertensión arterial.
- Diabetes.
- Epilepsia.
- Anemia.
- Problemas psiquiátricos.

Es recomendable que los trabajadores que laboran en ambientes que puedan estar contaminados por el gas, se encuentren en buen estado de salud, tanto físico como mental. A este respecto, un chequeo medico anual es beneficioso, tanto para el trabajador como para la empresa.

Por otro lado, el uso indiscriminado de drogas, y la automedicación, deben evitarse, ya que hay drogas que pueden afectar el desenvolvimiento personal y la capacidad de reacción en casos de emergencia, o aumentar la susceptibilidad al gas.

En resumen, la toxicidad del gas H₂S y los efectos en el hombre pueden ser mostrados de la siguiente forma:

- Limite aceptable (umbral): concentración a la cual se cree que todos los trabajadores pueden exponerse repetidamente, día a día, sin ningún efecto adverso. Este límite es 10 ppm en el ambiente.
- Limite peligroso: concentración que puede causar la muerte. Concentración tope para exposición de 8 horas, basado en semanas laborales de 40 horas. Este límite es de 20 ppm. en el ambiente.

Estos límites están establecidos por la American Conference of Gubernamental Industrial Hygienists (ACGIH).

4.3. Tratamiento del gas natural para su utilización en la generación de energía eléctrica.

Debido a los componentes que trae el gas natural desde los yacimientos, se dice que el gas que se recibe es un gas húmedo, ácido e hidratado; ácido por los componentes ácidos que contiene, húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos e hidratados por la presencia de agua que arrastra desde los yacimientos.

Existen diversas denominaciones que se le al gas natural y por lo general se asocia a los compuestos que forman parte de su composición. Por ejemplo cuando en el gas natural hay H₂S a nivel por encima de 4 ppm por cada pie cúbico de gas se dice que es un gas “ácido” y cuando la composición desciende a menos de 4 ppm se dice que es un gas “dulce”.

Para que el gas pueda ser utilizado es conveniente que pase por un proceso de purificación, que es denominado endulzamiento de gas natural, ya que es necesaria la remoción de compuestos indeseables como el ácido sulfhídrico H₂S, el bióxido de carbono o CO₂ y agua, los que ocasionan contaminación, corrosión y restan poder calorífico al gas a la hora de la combustión.

4.3.1. Características químicas ideales del gas natural para su utilización en la generación de energía eléctrica.

Para que el gas natural pueda ser utilizado en procesos de combustión eficientes, es necesario eliminar en su mayoría los porcentajes de componentes no deseados en el gas, incluidos el H₂S y el CO₂ que restan poder de combustión al gas. De modo que, el gas natural debe cumplir con las siguientes características para ser totalmente utilizable:

- Eliminación del H₂S a niveles menores a 0.05 % mol.
- Eliminación de CO₂ a niveles menores al 1% mol.

- Eliminación de H₂O.

La eliminación del agua se lleva a cabo durante el proceso de separación trifásico el cual se explico anteriormente, mientras que la eliminación de los gases se lleva a cabo en base a procesos de eliminación por aminas, llamado también endulzamiento del gas. Como resultado de un análisis realizado al gas natural por parte de la industria petrolera nacional antes y después de ser tratado, tenemos los siguientes resultados, mostrando una reducción importante en el porcentaje de H₂S, CO₂ y agua.

Tabla XIII. Resultado del estudio de componentes en el gas natural nacional antes y después del proceso de endulzamiento del gas ácido.

| Componente | Gas Ácido % Mol | Gas Dulce % Mol |
|-------------------|----------------------------|----------------------------|
| C6 | 1.27 | 1,84 |
| CH4 | 37.55 | 56,47 |
| Etano | 9.81 | 13,41 |
| Propano | 13.22 | 17,31 |
| Isobutano | 1.46 | 1,91 |
| n-Butano | 3.54 | 4,59 |
| Isopentano | 0.92 | 1,16 |
| n-Pentano | 1.00 | 1,24 |
| CO2 | 15.41 | 0,21 |
| Nitrógeno | 0.89 | 1,84 |
| Oxigeno | 0.14 | 0,2 |
| H2S | 13.53 | <0,01 |
| C7 | 1.00 | 0,12 |
| C8 | 0.19 | 0,12 |
| C9 | 0.06 | 0,19 |
| C10 | 0.01 | 0,11 |

Fuente: Estudio realizado por la empresa SGS Guatemala para Perenco Limited, Guatemala en 2005.

Como se puede observar, se tiene un aumento en el nivel de Metano CH_4 , una reducción significativa de CO_2 y de H_2S , lo que nos asegura una mejor combustión.

Esto implica un resultado positivo en el proceso de transformación del gas natural de estado original al estado purificado, siendo estas características son las ideales para darle uso al gas natural.

Este tipo de análisis se llevan a cabo de forma periódica, con la finalidad de llevar un control activo de la calidad de las materias primas que se utilizan en la industria petrolera, eliminando riesgos y asegurando el proceso.

4.3.2. Proceso de endulzamiento del gas natural.

Los procesos de endulzamiento del gas natural consisten principalmente en:

1. La eliminación de compuestos ácidos mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas de absorción y agotamiento utilizando un solvente selectivo. El gas alimentado se denomina “ácido”, el producto “gas dulce” y el proceso se conoce como endulzamiento.

2. La recuperación solución contaminada con gases ácidos al terminar la purificación del gas.

Los procesos de endulzamiento los podemos clasificar de acuerdo al tipo de reacción que presente:

- Absorción Química, proceso de amina.
- Absorción Física, solventes físicos.
- Combinación de ambas técnicas, solución mixta.

Uno de los procesos más importantes en el endulzamiento de gas natural y el objeto de este estudio es la eliminación de gases ácidos por absorción química con soluciones acuosas con aminas, también llamado endulzamiento por amina. De los solventes disponibles para remover H_2S y CO_2 de una corriente de gas natural, las aminas son generalmente las más aceptadas y mayormente usadas que los otros solventes existentes en el mercado.

4.3.2.1. Descripción del proceso

El proceso de endulzamiento por amina consta de dos etapas:

1. **Absorción de gases ácidos:** Es la parte del proceso donde se lleva a cabo la retención del ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono de una corriente de gas natural ácido utilizando una solución acuosa de amina a baja temperatura y alta presión.
2. **Regeneración de la solución absorbente de amina:** Es el complemento del proceso donde se lleva a cabo la desorción de los compuestos ácidos, diluidos en la solución de amina mediante la adición de calor a baja presión, reutilizando la solución en el mismo proceso.

Para este efecto, se necesita de dos torres donde se llevan a cabo los procesos de purificación, una de absorción y una de regeneración de amina, estas se pueden observar en la figura 14.

Figura 15. Torre contactora y torre de regeneración de amina.

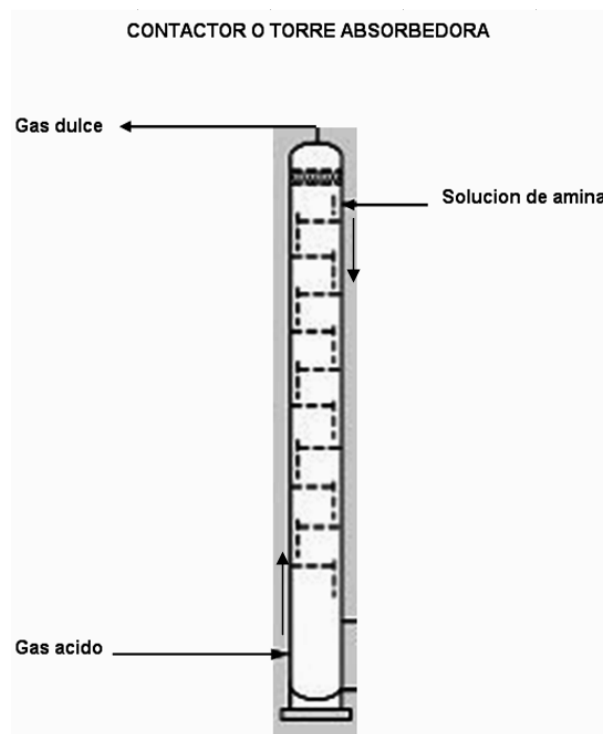


Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

En la primera fase, para la absorción de gases ácidos, en la torre de absorción, llamada “contactor” se le alimenta de dos corrientes, una de gas ácido proveniente de los separadores trifásicos, el Stripping y el Flash Tank, así como otra corriente de solución acuosa conteniendo la amina.

El gas ácido es alimentado por el fondo de la torre absorbidora a una presión de 84.1 Kg/cm² y 35°C, para ponerse en contacto a contracorriente con la solución de amina regenerada, también llamada “amina pobre”, misma que es alimentada por el primer plato de la torre en lo mas alto. Antes de entrar a la torre absorbidora la amina pobre pasa por un enfriador, donde se lleva a la temperatura de unos 40°C aproximadamente. El funcionamiento se puede observar en la figura 15.

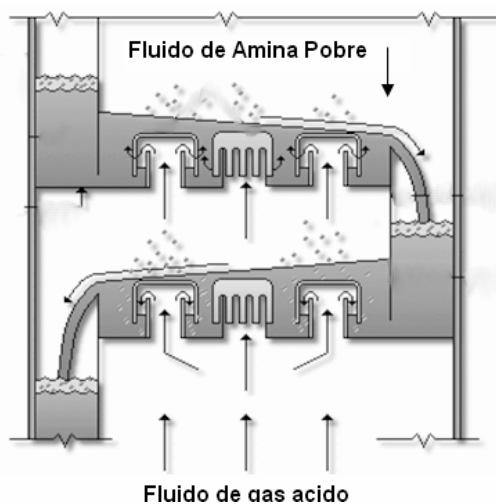
Figura 16. Funcionamiento de la torre contactora en el proceso de endulzamiento del gas natural por aminas.



Fuente: Imagen extraída de la pagina Web de NATCO Group, Catalogo de Amine Gas Sweetening Systems. www.natcogroup.com

La torre absorbidora de gas ácido, cuenta con 20 platos en los cuales la solución de amina pobre se pone en contacto con el gas ácido, absorbiéndole casi la totalidad de los gases ácidos presentes en la corriente de gas ácido alimentada a la planta endulzadora.

Figura 17. Funcionamiento de los platos y proceso de eliminación de gases ácidos por medio de contacto con solución acuosa de aminas dentro de la torre contactora.



Fuente: Imagen extraída de la página Web de NATCO Group, Catalogo de Amine Gas Sweetening Systems. www.natcogroup.com

El gas dulce abandona la torre por la parte superior, dirigiéndose por las tuberías a la válvula de control que regula la presión, luego es enviado a la red de gas combustible para ser utilizado en las áreas donde se usará, en el caso del campo Xan, para calentar el Reboiler, proporcionar energía para los generadores a gas y el proceso de stripping.

La amina proveniente del fondo de la torre absorbidora, llamada “amina rica”, por estar contaminada con los gases ácidos, se envía a la sección de regeneración de la amina. Un porcentaje indefinido del gas no es tratado, por lo que es desviado a la torre de quemado, este es el gas proveniente de los tanques de almacenamiento de petróleo y agua que aun contienen la ultima parte del gas que no fue separado en la etapa de separación trifásica, completando así el ciclo del proceso del gas natural. La quema se lleva a cabo en una torre mostrada en la figura 18.

Figura 18. Quema del gas natural no tratado en la torre de quema.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

En la segunda etapa, la etapa de regeneración de amina, la solución de amina rica, proveniente del fondo de la torre absorbidora, sale por la parte baja del contactor hacia el intercambiador de calor amino-amino.

El intercambiador amino-amino funciona como un radiador de carro, solo que liquido-liquido. El radiador de carro es un intercambiador liquido-aire, pues el aire enfría el líquido del interior. En el caso del intercambiador amino-amino como su nombre lo indica, la amina mas fría es calentada por la amina mas caliente. El propósito es que a la torre contactora la amina llegue lo mas fría posible y a la torre regeneradora lo mas caliente posible para favorecer las reacciones de absorción en la contactora y desorción en la regeneradora. Entonces el amino rico es calentado por el amino regenerado o pobre en el intercambiador amino-amino.

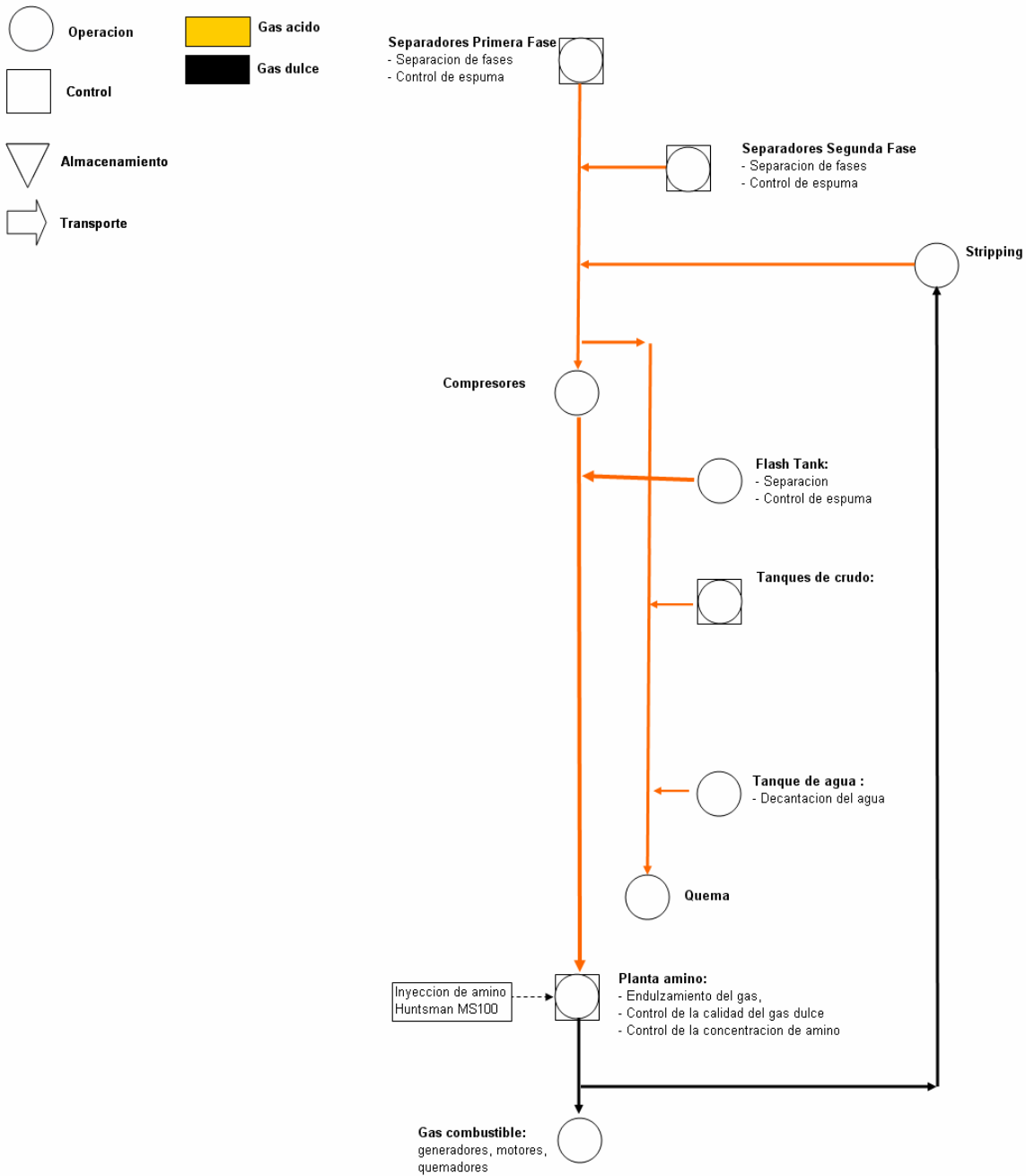
El amino rico es inyectado a la parte alta de la torre regeneradora, mientras que el vapor de agua proveniente del "Rehervidor" libera el H_2S y CO_2 del amino regenerándolo para su uso nuevamente.

En el rehervidor o reboiler se calienta agua, la cual es inyectada en la parte baja de la torre regeneradora y esta al ir subiendo en forma de vapor y al tener contacto con la amina rica, libera al amino del contenido de H_2S y CO_2 . El vapor con los gases ácidos separados del amino rico son enfriados y condensados en el condensador de reflujo o air cooler. Al condensarse el vapor, se libera la fase gaseosa, es decir H_2S y CO_2 .

El vapor condensado (agua) es separado de los gases ácidos en el acumulador de reflujo y retornado al la parte mas alta del regenerador. Los gases ácidos se envían a la torre de quema de alta presión. El amino regenerado se enfría y se bombea a la torre contactora completando el ciclo.

4.3.2.2. Diagrama de Flujo

| DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO | | | |
|-------------------------------|--|----------|-------------------------------|
| ASUNTO | PROCESO DE ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL | ANALISTA | JORGE ALFONSO SAPON VELASQUEZ |
| METODO | ACTUAL | FECHA | JUNIO 2,005 |
| EMPRESA | PERENCO LIMITED GUATEMALA | PAGINAS | 1/1 |



4.3.2.3. Requerimientos técnicos

El equipo necesario para llevar a cabo el proceso de endulzamiento de gas natural por aminas es el siguiente:

En la primera fase, la de absorción, se cuenta con los siguientes equipos:

- Torre absorbidora de gases ácidos llamada Contactor.
- Separador de gas combustible

En la segunda fase Esta sección cuenta con los siguientes equipos:

- Torre regeneradora de amina.
- Intercambiador amina rica/amina pobre.
- Rehervidor de la torre regeneradora o reboiler.
- Enfriador de amina y gas ácido.
- Tanque de balance de amina.
- Tanque de desosrción de hidrocarburos.
- Acumulador de reflujo de la torre regeneradora.
- Bombas de reflujo de la torre regeneradora.
- Filtros de amina pobre y amina rica.
- Bombas de amino pobre.

5. SEGURIDAD INDUSTRIAL EN EL MANEJO DEL GAS NATURAL GUATEMALTECO Y SUS OTRAS APLICACIONES

5.1. Seguridad industrial en el manejo del gas natural.

El propósito de los sistemas de seguridad en el manejo del gas es identificar inmediatamente todas las áreas que pueden ser contaminadas al momento de una fuga de H₂S y de ser necesario evacuar para evitar riesgo de intoxicación o explosión.

Los químicos utilizados en la manufactura de petróleo tienen importancia en el estilo de vida del empleado ya que podrían ser muy peligrosos si no se saben manejar. El estar informado sobre los peligros a los que se está expuesto permite a los empleadores proteger más eficazmente a sus trabajadores.

Una de las partes importantes de la seguridad industrial es que no solo es responsabilidad de la empresa o lugar proporcionarla, sino que ésta, da inicio en la responsabilidad de las personas, de respetarla, cumplirla y hacerla cumplir.

Entonces, analizando el concepto original de la seguridad industrial, podemos sacar como conclusión que la implementación de ésta, lleva consigo consecuencias positivas para la industria.

El no aplicar seguridad industrial en un campo de producción petrolero sería demasiado peligroso tanto para el trabajador como para la calidad en sí de la industria petrolera nacional, debido a la cantidad de factores que son inherentes a la actividad petrolera que podrían ser causantes de accidentes.

Debido a la toxicidad de nuestro gas natural, es muy importante que los trabajadores estén entrenados en el uso y conozcan las limitaciones de cada tipo de aparato o equipo de respiración, así como el manejo del gas dentro de las instalaciones de una planta petrolera.

Básicamente la seguridad industrial en este sentido se enfoca a conocer las características del gas, sus efectos en el hombre, la utilización de los equipos de protección, primeros auxilios y el control de incendios. Los riesgos que se corren son:

- Envenenamiento por presencia de H₂S
- Explosión (FUEGO)

Por esto existen puntos importantes que se deben seguir para la implementación de sistemas de seguridad, tales como la comunicación de los peligros, la correcta identificación de los lugares y materiales peligrosos, así como el entrenamiento de los trabajadores.

En los siguientes incisos, se describen los sistemas de manejo y seguridad industrial con respecto al gas natural guatemalteco que tiene gran contenido de H₂S.

5.1.1. Sistemas de protección contra el gas natural

Para implementar un sistema de protección, es importante determinar la cantidad de cualquier material tóxico, potencialmente presente en el área de trabajo, lo cual se hace a través de sensores de gas, los cuales se detallaran mas adelante. La cantidad de material tóxico potencialmente presente, determinará los procedimientos y equipos de protección personal que han de utilizarse. La acción más segura a tomarse es eliminar o permanentemente controlar los peligros, a través ingeniería, control de áreas de trabajo, ventilación u otros procedimientos de seguridad.

El trabajador en un ambiente probablemente contaminado con H₂S requiere tomar en cuenta que existen equipos de protección personal tales como los detectores de gas y los aparatos de respiración, pero también existen medidas de seguridad importantes, las cuales van de la mano con la utilización del equipo antes mencionado.

Entre las medidas más importantes y que desarrollare mas adelante tenemos:

- Antes de acercarse al área de trabajo, asegurarse de observar las alarmas audio visuales, provenientes de equipo especial para monitorear el ambiente.
- Teniendo en cuenta lo anterior, se debe checar la dirección del viento, el cual se puede observar en unas torres que tienen un capuchón de viento o indicadores de dirección de viento.
- En caso de fugas de gas, se debe moverse en contra del viento o transversalmente de la fuente si el aire contaminado viene hacia usted.
- Conocer las rutas de escape.
- Utilizar siempre el equipo de monitoreo o detector de gas individual.
- Nunca se debe fumar en el área de trabajo.
- El gas H₂S es más pesado que el aire, por lo que se deben evitar las áreas bajas.
- Durante las emergencias se debe buscar un compañero, para poder crear un sistema de ayuda mutua.

A continuación se describen los sistemas de protección personal y los sistemas de detección que se pueden utilizar para cubrir el área de trabajo con la mayor seguridad posible.

5.1.1.1. **Protección personal contra el H₂S**

Para tener una protección efectiva sobre los efectos de nuestro gas natural, se debe de contar de equipo de protección para poder estar en presencia del gas sin correr riesgos de daños físicos.

Es muy importante que los trabajadores estén entrenados en el uso y conozcan las limitaciones de cada tipo de aparato o equipo de respiración. Debido a que el H₂S es más pesado que el aire, este se acumulara en las áreas bajas por lo que las unidades personales usualmente se deben prender al uniforme por debajo de la cintura.

El primer y mas sencillo detector de H₂S es el detector de papel de acetato de plomo, el cual, al entrar en contacto con H₂S, el acetato de plomo impregnado en el, reacciona con el gas para formar sulfito de plomo. Este hará que el papel cambie de color blanco a varias tonalidades de color café. El grado en el cambio de color depende de la concentración de H₂S, la que puede ser estimada comparando el color en el papel con un código de colores incluido en cada unidad.

Sin embargo el tiempo de reacción de 3 a 5 minutos que necesita el detector puede ser excesivo o peligroso cuando se encuentran concentraciones elevadas de gas H₂S.

El segundo dispositivo importante, son los detectores electrónicos. Estos detectores de H₂S están diseñados para ser colocados en el cincho del trabajador, la unidad es operada por baterías recargables. El monitor posee un sensor que detecta el gas a concentraciones de 0 a 50 ppm.

Una alarma audible puede ser utilizada y usualmente es calibrada para responder a 20 ppm que es el límite máximo, el tiempo de respuesta de la unidad es de aproximadamente 35 segundos después de haber detectado la presencia del gas, dicho dispositivo se muestra en la figura 19.

Figura 19. Detector electrónico personal de gas H₂S.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

Por otro lado, el aparato de respiración para protegerse del H₂S esta diseñado para utilizarse por periodos limitados de tiempos. Es un equipo de emergencia, el cual se debe conocer bien. Los cilindros de los equipos de respiración se cargan con aire puro atmosférico, no con oxígeno. Estos cilindros se abastecen de las cascadas que se deben ubicar en los campamentos y estaciones. Existen 2 tipos de aparatos de respiración, los cuales son el aparato autónomo o autosuficiente y el aparato con abastecimiento de aire. En los equipos autónomos, el aire es abastecido desde un cilindro colocado sobre la espalda del usuario. El cilindro abastece aire por un periodo de 30 minutos. El usuario puede realizar actividades mientras recibe el aire. Este es el equipo que debe utilizarse para rescatar a cualquier víctima de H₂S.

Figura 20. Equipo de respiración autónomo utilizado durante las fugas de gas H₂S y rescates.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

Posee dos características importantes:

- Una alarma que suena cuando en el cilindro solo queda aire suficiente para 5 minutos.
- Una válvula de emergencia que permite el flujo directo y continuo del aire del cilindro a la mascarilla, la que debe abrirse cuando hay problemas con el regulador del aparato (cuando deja de circular el aire) o no hay o se pierde el sello adecuado de la mascarilla (cuando entra aire contaminado).

En los aparatos de abastecimiento de aire, una manguera se conecta directamente a la manguera de abastecimiento del equipo que se encuentra sobre el cuerpo del usuario. El aire llega directamente de los cilindros a través de la manguera. Es más ligero, pero los movimientos del usuario están limitados por la longitud de la manguera. Por otra parte, la manguera también obliga al usuario a regresar por la misma ruta que tomo al ingresar al área. Por estas limitaciones, este aparato respirador no debe utilizarse en rescates.

Este aparato respirador posee un cilindro de emergencia, que abastece aire por 5 minutos, por lo que no hay que utilizarlo a menos que sea una emergencia. Al usarlo, debe producirse un sello efectivo entre la mascarilla y la piel de la cara del usuario, lo que evita que aire contaminado pueda ingresar al interior de la mascarilla desde la atmósfera.

Hay algunos aspectos importantes a tomar en cuenta en el uso de estos aparatos, ya que existen elementos que pueden causar problemas al utilizarlos, por ejemplo la barba, que interfiere entre la mascarilla y la piel del usuario, haciendo que el sello no sea efectivo.

Accesorios como los anteojos definitivamente interfieren con la pieza facial del respirador, por lo que es recomendable quitárselos antes de utilizarlo. También existen problemas misceláneos y que son importantes a tomar en cuenta, tales como las cicatrices, mandíbula prominente, ausencia de dientes, etc., que pueden interferir con el sello.

Con respecto a este equipo es importante tener en cuenta lo siguiente:

- Conocer la localización de los equipos.
- Antes de iniciar a usarlo el trabajador, es recomendable revisarlo primero.
- Nunca se debe retirar la mascarilla hasta comprobar que no hay gas.
- Si se uso el respirador, hay que llenarlo de nuevo, antes de colocarlo nuevamente en su lugar. Nunca hay que dejarlo semi lleno o vacío.

5.1.2. Manejo del gas natural

La seguridad con el manejo del gas natural es una obligación irrenunciable de todas las personas que se vean involucradas en este tipo de plantas. Inicia en el mismo lugar de perforación de los pozos, pasando por las tuberías con el petróleo, a la planta de tratamiento-separación de agua, gas y petróleo recién extraído antes de pasar por su proceso de purificación, por lo que es importante tomar en cuenta todos los elementos relacionados al manejo de este en cada lugar donde se trabaje con él.

Detalladamente, este gas producido que viene con petróleo, proviene un cierto número de pozos son conectados a una estación de flujo donde se separa la mezcla de gas y petróleo, en el caso del campo Xan, 21 pozos.

El número de estaciones de flujo en el campo depende, naturalmente, de la extensión geográfica del campo, ya que las distancias entre los pozos y sus correspondientes estaciones deben permitir que el flujo se efectúe por la propia presión que muestran los pozos. Esto representa la fase inicial de la recolección del gas. El gas separado en cada estación se mide y recolecta para ser pasado por plantas de tratamiento y acondicionamiento para luego ser tratado para su posterior uso o comenzar su transmisión por el gasoducto para ser quemado.

Las tuberías deben ser capaces de satisfacer todas las exigencias ya que la verdadera escogencia está en que la tubería satisfaga los requisitos de funcionamiento y que esto se cumpla con la mayor economía posible de diseño sin comprometer la eficacia de la instalación ya que hay que recordar que cuando se trata de la construcción de este tipo de instalaciones se está haciendo una obra para 15 ó 20 años de servicio. Su funcionamiento está atado a la vida productiva de los yacimientos que sirve.

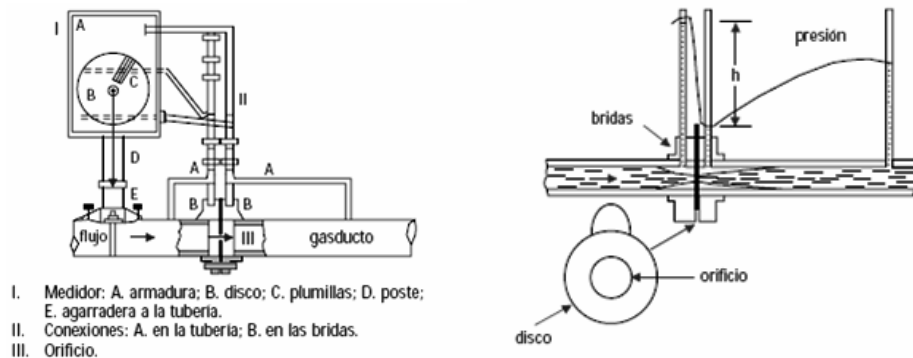
Por otro lado, a todo lo largo de las operaciones de producción, separación, acondicionamiento, tratamiento y transmisión de gas, se reciben y despachan volúmenes de gas que deben ser medidos con exactitud para cuantificar el flujo en distintos sitios y posibles fugas, por lo que también es importante para la seguridad, la medición de la presión del gas a lo largo de los gasoductos.

Para poder tener una lectura real, debido a las propiedades y características del gas, su volumen es afectado por la presión y la temperatura, de allí que, para tener un punto de referencia común, el volumen de gas medido a cualquier presión y temperatura debe ser convertido a una presión base y a una temperatura base que, por ejemplo, podrían ser una atmósfera y 15.5 °C, o a más de una atmósfera y temperatura ligeramente mayor.

El apearse a una norma para que no haya discrepancias al considerar varios y diferentes volúmenes de gas medidos a presiones y temperaturas diferentes es muy necesario, así se evitara también la información incorrecta sobre las mediciones. Para medición de altos volúmenes de gas se usa el medidor de orificio. Este tipo de instalación requiere mucha atención en lo referente al diseño, funcionamiento y mantenimiento de sus componentes, no obstante ser una instalación sencilla.

El cálculo del volumen de flujo por el orificio se fundamenta en los conceptos y principios de la física que rigen la dinámica del flujo y las relaciones entre el orificio y la tubería. Cuando hay flujo por la tubería, corriente arriba en la zona cercana al orificio se crea un aumento de presión y corriente abajo en la zona cercana al orificio se aprecia una disminución de la presión. A cierta distancia más allá de la salida del flujo por el orificio se registra luego un aumento de presión, como se muestra en el dibujo.

Figura 21. Funcionamiento del medidor de orificio en una tubería que transporta gases.



Fuente: www.emersonprocess.com/rosemount/Dpflow/dp_conditioning_orifice.html

Esta diferencia de presiones es la base para los cálculos del flujo por lo que para medir las presiones se instala en la tubería un medidor.

Los componentes esenciales del medidor son un mecanismo de reloj que hace girar una carta circular o disco de cartulina delgada, debidamente graduado para girar una revolución completa durante tiempo determinado; las dos plumillas que, conectadas al mecanismo articulado interno del medidor, se mueven radialmente, según los cambios de presión, e inscriben sobre la carta un registro permanente de la presión diferencial y de la presión estática durante todo el tiempo del flujo.

Figura 22. Carta para medir presiones en el medidor de orificio.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

El manejo del gas natural en la operación y en todos sus aspectos, representa una actividad o rama muy importante de los hidrocarburos y son parte fundamental de esa actividad el transporte y la medición del gas, los cuales requieren la atención de un gran número de personas de diferentes disciplinas y experiencias en diferentes áreas: seguridad, producción, transporte, refinación, petroquímica, etc.

Fuera de las operaciones en sí del manejo del gas natural, también existen elementos importantes para la detección de fugas de gas H₂S, los cuales no son precisamente inherentes al manejo del gas, sino más bien son sistemas de prevención y detección para evitar accidentes.

5.1.2.1.1. Sistemas de detección de H₂S existentes

Existen varias clases de equipos que se pueden utilizar para detectar el H₂S pero el aspecto más importante a tener en cuenta con cualquiera de los equipos es la colocación adecuada de las unidades sensoras y los equipos de respiración.

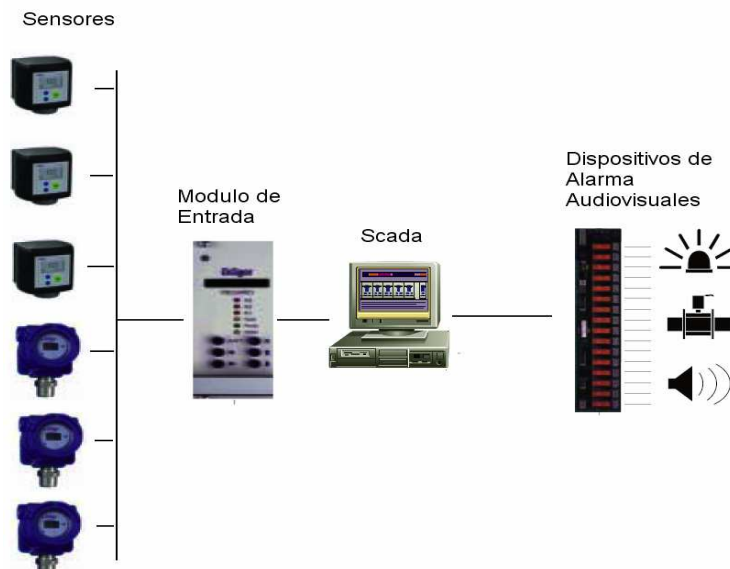
Los más importantes son los monitores fijos o detectores fijos. Estos monitores pueden ser colocados en diferentes lugares en el campo de producción o bien donde puedan existir fugas de gas. Los monitores de torre, plantas de proceso o estaciones de bombeo, son localizaciones fijas las cuales pueden ser designadas para la instalación de estos dispositivos.

Estos detectores están conectados a una estación específica y de igual manera a alarmas audiovisuales, con lo que los monitores leen la concentración de ppm's en el ambiente y la localización del lugar donde hay gas.

Las alarmas anteriormente mencionadas, están colocadas en lo alto de torres, las cuales cuentan con 2 luces, una roja y una verde intermitentes las cuales pueden ser observadas en cualquier momento.

La luz verde indica que el sistema esta funcionando, y que el ambiente es seguro. La luz roja, intermitente, se encenderá cuando la concentración de gas es de 10 ppm, y la sirena se activara con una presencia de 20 ppm, emitiendo una alarma audiovisual como se muestra en el esquema. El tiempo de respuesta del monitor es de aproximadamente 35 segundos al igual que los sensores personales para un cambio de 0 a 20 ppm y el sistema completo funciona de la siguiente manera:

Figura 23. Esquema general del sistema de detección de fugas de gas H2S en un campo de producción de petróleo.

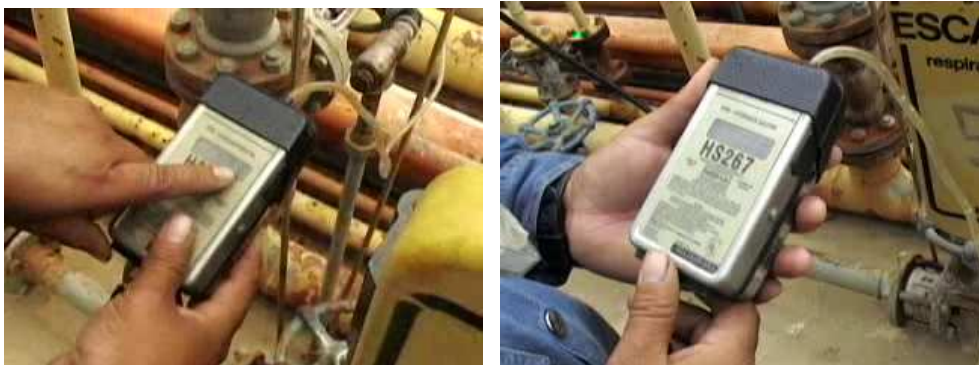


Fuente: Perenco Limited, Guatemala.

Adicionalmente, al igual que los controles que se llevan para la medición de la presión del gas en las tuberías, también se llevan otros controles periódicos dentro de los conductos por los cuales el gas es transportado a lo largo de la planta.

Estos controles, se llevan a cabo con detectores portátiles de H₂S, los cuales se conectan a una parte de la tubería determinada, para saber la concentración del H₂S en el gas natural, y saber si existe riesgo después de haber sido tratado el gas.

Figura 24. Control manual de gas H₂S en las tuberías dentro de la planta de producción de petróleo efectuadas con un detector electrónico.



Fuente: Fotografías tomadas durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

Estos dispositivos miden la concentración de ppm's de H₂S en el gas y así determinan su estado y por lo tanto si es seguro o no basándose en las tablas anteriores.

5.1.2.1.2. Sistemas de evacuación en caso de fugas

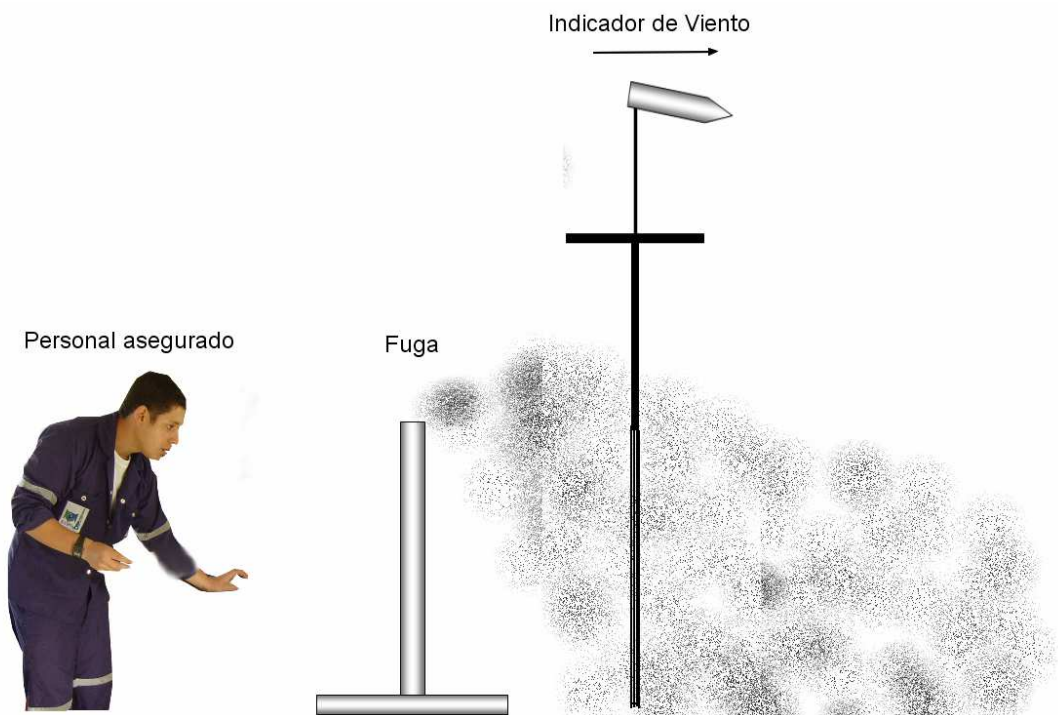
Se deben crear sistemas de evacuación basándose en procedimientos que permitan un rápido accionar de todo el personal involucrado en la operación, previamente entrenado, que sea efectivo y que proporcione seguridad a la hora de cualquier fuga de gas.

El procedimiento correcto cuando se activan las alarmas audiovisuales es el siguiente:

- Por parte de los encargados de monitorear los sistemas en el control central, chequear panel de control de sensores H₂S para ubicar la fuga.
- Verificar numero de sensores activados, que área se encuentra y que concentración de H₂S hay.
- Informar vía radio / altavoz al personal que opera en el área.
- Cuando la concentración de H₂S sobre pasa las 20 PPM hay que evacuar al personal que este laborando en el área afectada.

- Se debe tomar en cuenta la dirección de viento para trazar rutas de escape ubicando puntos de reunión de modo que el personal quede siempre atrás de la dirección a la que va la fuga de gas, obviamente regido por la dirección del viento, lo podemos ver en la figura 24.

Figura 25. Forma correcta de ubicar al personal durante la evacuación en caso de fugas de gas H₂S.



Fuente: Perenco Limited, Guatemala.

- Para esto se debe observar siempre las torres que muestran la dirección del viento como se muestra en la figura 25.

Figura 26. Torre que indica la dirección del viento, deben ser ubicadas a lo largo del campo de producción de petróleo.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

- Colocarse equipo e reparación y entrar al área indicada acompañado de una persona y verificar cual es el problema.
- El operador de del sistema de control central es el encargado del monitoreo, por medio del panel de H₂S, también es su responsabilidad mantener informado al personal sobre cualquier cambio que se esté dando hasta que la concentración baje a "0" PPM y se tenga un ambiente seguro.

5.1.3. Tratamiento en emergencias

Es sabido que cuando se utiliza una sustancia inflamable las posibilidades de accidentes se incrementan notoriamente y más aún cuando su utilización es masiva. Para disminuir el riesgo de emergencias hay normas y procedimientos operativos que ayudan en el manejo de emergencias.

De acuerdo a las circunstancias bajo las cuales se desarrolla cada accidente, se deriva en un tipo de evento específico, es decir cuando se produce un escape de gas natural, pueden causarse intoxicaciones e incendios.

Generalmente las pocas situaciones de riesgo que se reportan anualmente, son neutralizadas por personal de los servicios de emergencias a cargo de la exploración petrolera, pero son efectivos ya que se basan en los conocimientos acerca de cómo manejar estas emergencias.

5.1.3.1. Manejo de Intoxicaciones por gas natural

Debido a la peligrosidad del gas H₂S, es indispensable conocer los procedimientos de emergencia que pueden llevar a salvar la vida de una persona en caso de contacto con el gas como causa de posibles fugas.

Debido a los efectos paralizantes gas al sistema respiratorio, el remover a la víctima del área de exposición y la aplicación de las técnicas básicas de resurrección son usualmente suficientes para revertir la toxicidad del gas H₂S que contiene nuestro gas natural.

Para rescatar a una víctima, es esencial seguir el siguiente procedimiento.

1. Como primer lugar, siempre se debe colocar el aparato de respiración antes de efectuar un rescate.
2. Se debe pedir ayuda inmediatamente, a las autoridades o al personal de seguridad industrial en el campo.
3. Se debe llevar a la víctima a una zona de aire fresco, al menos a 100 metros o tan lejos como sea posible de la fuente de gas natural y siempre tomando en cuenta la dirección del viento.
4. El rescatista, no debe quitarse la mascarilla del aparato respirador hasta comprobar que no hay existencia de gas.

5. Si la víctima está inconsciente, hay que liberar la vía aérea. Si no respira, hay que darle respiración artificial boca a boca inmediatamente, aplicando RCP si no existe pulso.
6. Se debe continuar con las maniobras hasta que se obtenga ayuda médica o la víctima recupere la circulación y/o respiración espontánea.

7. La mascarilla del aparato respirador no debe usarse para tratar de dar respiración artificial a la víctima que no respira, ya que no es funcional y es demasiado peligroso.

8. Si hay contacto con los ojos y/o la piel, hay que irrigar inmediatamente con suficiente agua limpia y trasladar a la víctima a la clínica más cercana.

Estos pasos son parte de un proceso de rescate, no de una recuperación integral, la cual estará a cargo del cuerpo médico de la empresa, pero garantiza la vida del empleado mientras se le da dicha atención. En la figura 26 se puede observar un simulacro de rescate.

Figura 27. Simulacro de rescate durante una posible fuga de gas H₂S.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

5.1.3.2. Sistemas de detección de incendios y alarmas

Para establecer un sistema contra incendios, es indispensable dar a conocer todos los aspectos relacionados al fuego, sus causas y como combatirlo. Se produce fuego siempre que hay una combinación de combustible, calor y oxígeno por lo tanto, cuando un combustible se calienta hasta su temperatura de ignición, este se encenderá y quemará, liberando cantidades extraordinarias de calor. La sustancia combustible continuará quemándose mientras se mantenga un suministro de oxígeno y una temperatura adecuados.

Químicamente el fuego es un proceso de oxidación, por lo que cuando el material combustible inflamable es calentado hasta su punto de ignición, las moléculas del combustible se combinan con oxígeno y se oxidan, o sea, se queman. El resultado de esta oxidación es la liberación de calor, y lo más importante, la formación de radicales libres, los cuales son de corta vida, inestables y altamente reactivos. Estos radicales libres reaccionan con las moléculas del combustible oxidándolas rápidamente dando como resultado la producción de más radicales libres y calor, los que mantendrán la llama, a esto se le conoce como “reacción química en cadena”.

Esta reacción en cadena continuará hasta llegar a los productos finales de la combustión, por ejemplo las cenizas y el humo, y solo podrá ser detenida si la misma reacción es interrumpida o alguno de los elementos necesarios para producir el fuego es eliminado.

Basándonos en el conocimiento de los elementos necesarios para producir y mantener el fuego, podremos entender que un fuego puede ser controlado o apagado de las siguientes formas:

1. Eliminando el combustible.
2. Suprimiendo el oxígeno.
3. Reduciendo el calor.
4. Interrumpiendo la reacción en cadena.

La supresión del oxígeno significa sofocar o asfixiar el fuego, puede lograrse con agua, arena, tierra, espuma, bióxido de carbono, etc. El agua la que al evaporarse por el calor se expande 1,700 veces su volumen, desplazando así el oxígeno necesario para mantener la combustión. La reducción de calor, significa absorber parte del calor necesario para mantener la combustión por medio de enfriamiento por agua. Por último la interrupción de la reacción en cadena, interrumpiendo la formación de radicales libres, esto se logra con el químico seco.

Existen diferentes clases de fuegos, que pueden causar emergencias en las plantas petroleras, la clasificación es la siguiente:

1. **Fuego clase A:** se produce por combustión de papel, cartón, madera, trapos, textiles y plásticos. Estos pueden ser apagados por enfriamiento con agua, químico seco o espuma química. Se representa con una A de color blanco en un triángulo color verde.
2. **Fuego clase B:** se produce por combustión de líquidos inflamables, para combatir un conato o fuego pequeño controlable suele usarse el químico seco de uso múltiple, conocido como ABC, químico seco simple o BC o espuma. No debe usarse agua para extinguirlo porque puede esparcir el fuego. Se representa con una B en un cuadro de color rojo.

3. **Fuego clase C:** se produce por causas en fallas en aparatos eléctricos o electrónicas que generan chispa. Para extinguir este tipo de fuegos, se utiliza el químico seco ya sea ABC o BC y bióxido de carbono. Se representa con una C dentro de un círculo color azul.

4. **Fuego clase D:** se produce por la combustión de algunos metales que se funden tales como el magnesio, magnesio, mercurio, circonio y sodio. Para combatirlo se necesitan técnicas y equipo especial. Se representa con una D dentro de una estrella de color amarillo. Los extinguidotes comunes no deben emplearse para apagar esta clase de fuegos porque el agente extintor puede reaccionar con el metal y causar explosión.

Otro aspecto importante implementación de sistemas contra fuegos e incendios es dar a conocer y promover la prevención, evitando que los elementos combustibles, calor y oxígeno se combinen se puede evitar el fuego. Es especialmente importante controlar todas las fuentes de calor.

A continuación se presentan las causas más comunes de incendios industriales y las medidas adecuadas de prevención en la tabla XIV:

Tabla XIV. Causas comunes de incendios y como prevenirlos.

| CAUSAS | PREVENCION |
|------------------------------|--|
| Falta de orden y aseo | <ul style="list-style-type: none"> • Evitar la acumulación de basura, desperdicios, trapos con líquidos inflamables, grasa o pintura. • Limpiar inmediatamente cualquier derrame de combustibles sin importar su magnitud. • Mantener la maquinaria limpia y hacer limpieza periódica del área de trabajo. |
| Fumar | <ul style="list-style-type: none"> • Se debe permitir fumar solo en áreas seguras designadas para ello, estas deberán estar claramente señaladas con rótulos. |
| Líquidos inflamables | <ul style="list-style-type: none"> • Almacenarlos en recipientes apropiados de tapa herméticas y en las áreas apropiadas para ello, alejados de cualquier fuente de calor y emplearlos exclusivamente para sus fines propios. • No utilizar gasolina ni disolventes con bajo punto de ignición para limpieza. • Mantener en el sitio de trabajo, solo las cantidades adecuadas a utilizar durante el día de trabajo. • Almacenarlos en recipientes cerrados y apropiados. |
| Gases | <ul style="list-style-type: none"> • Se deberá llevar control de válvulas, y control con detectores de gas. |
| Trabajos de soldadura | <ul style="list-style-type: none"> • Debe dejarse un área libre para trabajar de por lo menos 3 metros de diámetro. • No deben de haber en el área de trabajo basura o desperdicios, líquidos inflamables o gases en el ambiente, y el piso deberá estar limpio, libre de materiales combustibles. • El soldador deberá siempre tener un extintor disponible, o un ayudante con el extintor listo en caso de emergencias. • Deberá contar con el permiso del área de Seguridad Industrial antes de realizar trabajos de soldadura en áreas de riesgo de incendios y explosiones. |
| Equipo eléctrico | <ul style="list-style-type: none"> • Todo el equipo eléctrico debe mantenerse en condiciones óptimas de trabajo. • Mantener las instalaciones y cables en condiciones seguras. • Practicar revisiones periódicas. • No deben sobrecargarse los circuitos, hay que conocer su capacidad antes de conectar un equipo eléctrico. Los fusibles deben ser de la clase y capacidad correcta. • Evitar las instalaciones provisionales. • Usar el solvente mas seguro para limpiar equipo eléctrico. |

Fuente: Departamento de seguridad industrial, Perenco Limited.

En todos los casos anteriores, deberán practicarse inspecciones periódicas y regulares para detectar y eliminar riesgos de incendio.

En el aspecto referente a los extintores se debe dar entrenamiento basándose en el conocimiento de los mismos. Un extintor es un aparato portátil que se utiliza para apagar conatos de fuego o inicios de fuego. Los extintores más importantes se clasifican de acuerdo a su capacidad de apagar clases de incendios específicos, por lo que se les identifica con el signo que identifica la causa del incendio correspondiente descrito anteriormente de la siguiente manera:

Tabla XV. Tipos de extintores.

| TIPOS DE EXTINTORES Y SUS USOS | |
|--------------------------------|-------------------|
| Extintor | Tipo de incendios |
| A base de agua | Fuegos tipo A |
| A base de Bióxido de Carbono | Fuegos tipo B y C |
| A base de agentes químicos | Fuegos A, B y C |

Fuente: Departamento de seguridad industrial, Perenco Limited, Guatemala.

A continuación describo las instrucciones y medidas de seguridad para su uso:

- Utilizarlo siempre en posición vertical, con prontitud y solo para apagar conatos o inicios de incendios.

- Dependiendo del tipo de extintor, el alcance puede variar de entre 2 y 10 metros, y la duración de la descarga de entre 20 y 60 segundos. Por eso es importante operarlo hasta estar cerca del fuego y con rapidez.
- Hay que usarlo a favor del viento, nunca en contra.
- Hay que aplicar el contenido rápidamente, apuntando a la base del fuego y usar toda la carga que sea necesaria para apagarlo.
- Apagar el fuego, retirarse de frente, nunca de espaldas.
- Los extintores deben mantenerse todo el tiempo con carga completa y en buen estado de funcionamiento. Las cargas deberán revisarse y renovarse según las especificaciones del fabricante.
- El personal deberá estar entrenado en el uso de estos, por lo que es ideal realizar practicas simuladas de control de conatos de incendio.
- Deberán estar ubicados en lugares adecuados, visibles para todo el personal e identificados con rótulos.

Es por que el gas natural y el H₂S son altamente inflamables, que es necesario tener conocimiento del fuego, sus causas y métodos de control, independientemente del material que este en llamas, originado por fugas y explosión de gas.

Ejemplos de fuentes de ignición para el gas H₂S son los cigarrillos, sistemas eléctricos en mal estado, procesos de soldadura, etc. Luego de su ignición, el H₂S proveerá la energía para encender otros combustibles y materiales inflamables que se encuentran en el área.

La ignición de este gas, produce como consecuencia la producción de otros gases, como el dióxido de azufre o SO₂. El SO₂ es extremadamente peligroso e irritante si se inhala, y puede causar neumonía o edema pulmonar por lo que las estaciones contra incendios deben contar con equipo adicional como mascarillas de oxígeno, hachas, etc.

En los campos petroleros, debido al origen de sus actividades y sus riesgos, se cuenta con sistemas de detección de incendios y alarma general, la cual esta dividida en:

1. Sistemas de protección electrostática y tierras físicas alrededor de la planta y pozos.
2. Sensores de humo.
3. Sensores infrarrojos.
4. Estaciones manuales de alarma.
5. Panel de control central.
6. Alarmas generales.
7. Estaciones manuales de bombeo o hidratos.
8. Depósitos de agua.

Se debe crear un equipo de contingencia preparado para combatir el fuego en casos de incendios, llamados brigadas contra incendios, basándose en los conocimientos de todo lo descrito anteriormente y en los simulacros planificados para mantener al personal entrenado.

Estos simulacros de incendio se deben de hacer de forma constante, no periódicamente, para fomentar un sentido de control y seguridad en los empleados, para que sepan que hacer en casos inesperados de accidente, en la figura 26 se muestra un simulacro de incendio.

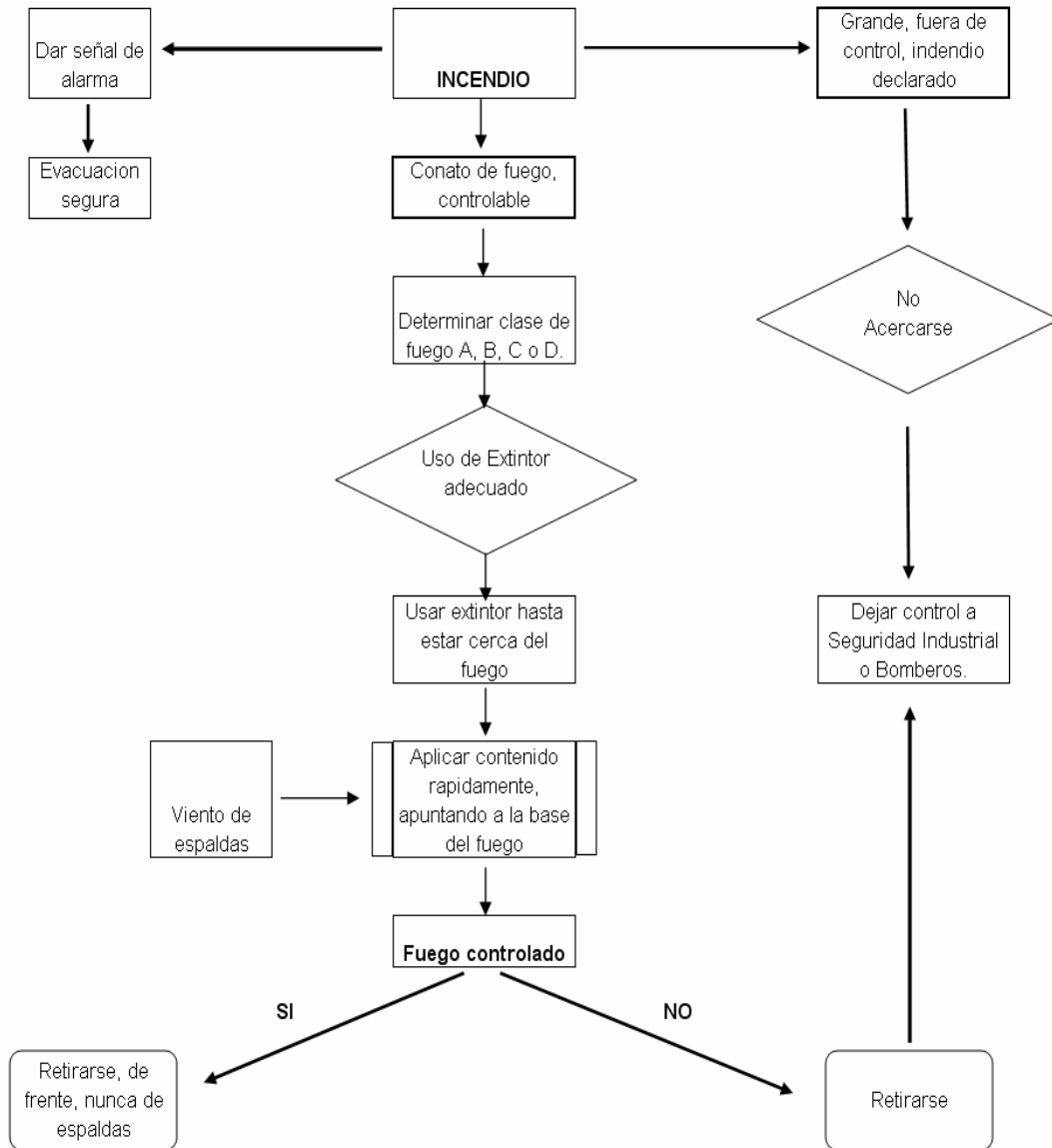
Figura 28. Simulacro de incendio.



Fuente: Fotografía tomada durante la visita a la planta de producción de Xan, Perenco Limited, Guatemala.

Adicionalmente, es indispensable contar con un plan de emergencias, el cual contenga los procedimientos en caso de incendios, el cual todos los empleados deben de conocer, el flujo del procedimiento lo describo a continuación en el siguiente diagrama de flujo:

Figura 29. Diagrama de flujo del proceso en caso de incendios.



Fuente: Charla brindada por el departamento de seguridad industrial de Perenco Limited, Guatemala.

5.2. Otros usos del gas natural.

El gas natural como combustible puede ser utilizado para un sin fin de proyectos tanto industriales, como comerciales, residenciales y de transporte.

En Guatemala existe un proyecto para la construcción de un gasoducto Guatemala – México, por medio del cual, el gobierno de Guatemala, a través del Ministerio de Energía y Minas, esta impulsando la construcción de un gasoducto que permita el suministro, transporte, distribución y comercialización de gas natural en territorio nacional con el propósito de agregar este nuevo combustible a la demanda energética del país, mejorando la capacidad competitiva de la industria a través de generación de energía eléctrica barata y abundante. Este proyecto es compatible con las metas de desarrollo económico, social y preservación ambiental en nuestro país. Dicho proyecto aun esta en discusión debido a los siguientes aspectos según el Ministerio de Energía y Minas:

- La ubicación de los posibles centros de consumo.
- La infraestructura actual.
- El aprovechamiento de los derechos de paso.
- La minimización de posibles impactos ambientales
- El relieve topográfico del país.
- La facilidad de interconexión con Honduras y El Salvador

El hecho de instalar en nuestro país un gasoducto, daría ventajas significativas en cuanto a combustibles se refiere, a continuación hago referencia a los posibles beneficios.

5.2.1. Industria

El gas natural es el mejor combustible que pueden usar las industrias que utilizan hornos y calderos en sus procesos productivos. Por sus características reemplaza ventajosamente a otros combustibles que generalmente son más caros y más sucios.

En la fabricación del acero es usado como reductor para la producción de hierro esponja. Es también utilizado como materia prima en la industria petroquímica. En la industria del vidrio, las propiedades físico-químicas del gas natural han hecho posible la construcción de quemadores que permiten una llama que brinda la luminosidad y la radiación necesarias para conseguir una óptima transmisión de la energía calorífica en la masa de cristal. Asimismo es importante mencionar que con el gas natural el producto final (vidrio) sale limpio.

En la industria de producción de alimentos el gas natural se utiliza en los procesos de cocimiento y secado. El gas natural es el combustible que permite cumplir las exigencias de calidad ISO, que son requerimientos para ciertos productos de exportación.

En la industria textil, el gas natural permite el calentamiento directo por convección en sustitución del tradicional sistema de calentamiento mediante fluidos intermedios, con el consiguiente ahorro energético.

En la industria de la cerámica, es muy ventajoso debido a que se consigue un ahorro económico y permite la obtención de productos de mejor calidad. Cabe indicar que los productos acabados de esta industria requieren de mucha limpieza y con el gas natural se consigue esta exigencia.

En la industria del cemento, Los hornos de las cementeras que utilizan gas natural son más eficientes y tienen mayor vida útil; no requieren de mantenimiento continuo y los gases de combustión no contaminan el ambiente como los demás combustibles.

El gas natural ofrece a la industria metalúrgica variadas aplicaciones. Sus características lo hacen apto para todos los procesos de calentamiento de metales, tanto en la fusión como en el recalentamiento y tratamientos térmicos, esto por mencionar algunas de sus ventajas.

5.2.2. Comercio y Servicios

En los locales comerciales, el gas natural puede utilizarse para cocinar, obtener agua caliente, secar y en la calefacción de ambientes. Para suministrar gas natural a locales comerciales, en forma similar al agua potable, se debe instalar una tubería de servicio que conecte la red de distribución a través de una caja registradora donde se reduce la presión y se verifica el consumo de los usuarios.

Las tuberías de conexión están enterradas y equipadas con dispositivos de seguridad. Los establecimientos comerciales que cuenten con instalaciones de gas natural podrán incrementar su valor, debido a que cuentan con un servicio continuo de energía adicional al suministro eléctrico.

5.2.3. Residencial

Las aplicaciones en los hogares constituyen los usos del gas natural más comúnmente conocidos a nivel mundial. Puede utilizarse en los hogares para cocinar, lavar, secar, obtener agua caliente, climatizar y calentar las casas. Los electrodomésticos se mejoran día a día con el fin de emplear el gas natural de forma más económica y segura, esto, se puede observar en los países donde el uso del gas natural es común. En estos casos, por ejemplo las cocinas, hornos y calentadores de agua están equipados con los dispositivos más modernos: encendido electrónico y válvulas de seguridad que impiden el paso del gas si se apaga la llama.

Los costos de mantenimiento del material que funciona con gas son generalmente inferiores respecto a otras fuentes de energía.

5.2.4. Transporte

Puede ser utilizado como combustible por los vehículos a motor de dos maneras: como gas natural comprimido (GNC), la forma más utilizada, o como gas licuado.

La cantidad de automotores que funciona con gas natural es aproximadamente de 1.5 millones de vehículos en todo el mundo según la Asociación Internacional de Vehículos de gas natural. Las preocupaciones respecto de la calidad del aire en la mayor parte de las regiones del mundo refuerzan el interés por la utilización del gas natural en este sector. Se estima que los vehículos que utilizan este tipo de combustible emiten un 20% menos de gas con efecto de invernadero que los vehículos que funcionan con gasolina o con diésel. Contrariamente a lo que se piensa comúnmente, el empleo de gas natural en los vehículos motorizados no es una novedad, puesto que ya se utilizaban en los años 30.

En muchos países, este tipo de vehículos es presentado como una alternativa a los autobuses, taxis y otros transportes públicos. El gas natural en vehículos es a la vez barato y práctico.

CONCLUSIONES

1. Actualmente en el departamento de Petén, específicamente en el territorio de la Cuenca Norte, donde se encuentran los pozos petroleros más importantes de Guatemala, no se cuenta con suministro eléctrico de parte de la Empresa Eléctrica de Guatemala. Debido a la necesidad un flujo energético de alta calidad, ha sido necesario buscar fuentes alternativas para generar energía eléctrica, que supla las necesidades de una planta de producción petrolera. Diésel, bunker y carbón han sido probados como alternativas pero por su alto nivel de contaminación y poca eficiencia, han sido descartados.
2. En Guatemala se ha probado y utilizado el gas natural como la mejor alternativa para la generación de energía eléctrica, dentro de la rama de la industria petrolera. El gas natural es un recurso no renovable que debido a sus características combustibles se le ha dado a conocer a nivel mundial como el combustible más eficiente y limpio que existe actualmente.

3. Las características más importante del gas natural a tomar en cuenta son, su alto poder calorífico inferior o PCI (1,300 BTU/Scfpd), así como su eficiencia en la quema y su alto contenido de componentes extremadamente peligrosos para el personal operativo de la planta donde se maneja este gas. En el aspecto ambiental el gas natural produce 98% menos partículas que otros combustibles de uso común como el diésel y la gasolina.

4. El gas natural contiene en su estado natural, elementos indeseables como el ácido sulfhídrico o H_2S , bióxido de carbono y agua, los que ocasionan contaminación, corrosión y restan poder calorífico al gas. Para que el gas natural pueda ser utilizado debe pasar por un proceso de purificación, conocido como endulzamiento del gas natural.

5. Se explicaron de forma detallada los procedimientos necesarios para la purificación del gas, que consta de dos etapas, la etapa de absorción de gases ácidos o purificación, y la etapa de regeneración de la amina contaminada por los gases ácidos, por medio de diagramas de flujo del proceso.

6. Según la investigación realizada en la industria petrolera nacional, al utilizar gas natural como combustible es posible reducir los costos por generación de energía, muestra de ello es que el KW producido con diésel tiene un valor de USD 0.071, mientras que el KW con gas natural tiene un costo de USD 0.00016. De la misma manera, los períodos para realizar mantenimiento a la maquinaria que utiliza este combustible, se extienden más al utilizar gas natural como combustible, en vez de la utilización de combustibles líquidos para generar energía, por lo que también los costos de mantenimiento se reducen.
7. Debido a que la maquinaria que utiliza gas natural como combustible, utiliza en un 80% las mismas piezas de la maquinaria que utiliza combustibles líquidos, es relativamente rentable hacer una inversión, la cual permita adaptarse a la tecnología del gas natural.
8. Es importante contar con sistemas de seguridad industrial en el manejo de gas natural, por lo que se definieron procedimientos de emergencia en caso de fugas, rescate y tratamiento de incendios.

RECOMENDACIONES

1. Al estar operando la planta de tratamiento de amina, se debe utilizar siempre lentes protectores, bata y guantes, así como también se recomienda utilizar pantalones y zapatos cerrados, esto para evitar el contacto con la amina que es un elemento muy agresivo con la piel.
2. En caso de hacer mantenimiento a las torres contactoras o regeneradoras de amina, se debe tener mucho cuidado al desmontar los platos contactores ya que son extremadamente delicados.
3. Mantener un control constante de la temperatura dentro de la torre contactora, para evitar formación de espumas que afecten el proceso de purificación del gas.
4. Antes de utilizar cualquier equipo en el cual circula gas natural, asegurarse que esté correctamente calibrado para evitar accidentes o toma de datos erróneos en los controles aplicados.

5. A las autoridades del gobierno de Guatemala y al Ministerio de Energía y Minas, tomar la iniciativa para llevar a cabo con éxito el proyecto que existe entre Guatemala y México para la construcción de un gasoducto entre estos dos países, el cual pretende la introducción de este combustible en nuestro país, por lo tanto traería beneficios económicos y ambientales.

BIBLIOGRAFÍA

1. Corrales Pérez, Jorge. **Plantas Receptoras De Gas Natural Licuado**. Editorial Alción, Marzo 2000. p 9-15, 26-38, 51-60.
2. Shell International Petroleum. **Natural Gas & Petroleum Production**. Londres, Inglaterra 1988. p. 15-45.
3. Khol Arthur L. y Riesenfeld Fred. **Gas Purification**. Gulf Publishing Company. Cuarta Edicion USA. p. 51, 126.
4. Caterpillar – Instructor Manual Form. **Caterpillar Basic Gas Engines Training Course**. Caterpillar Motors 1999. p. 27, 30, 132.
5. Meyers M. Handobook of Petroleum Refining Process. McGraw-Hill 3ra Edicion Enero 2004. p. 4-26
6. Pérez Arellano Alfonso. **La Industria Petrolera Como Impulsor del Desarrollo Sostenible Del País**. Instituto Mexicano Del Petróleo. 2003 p.10

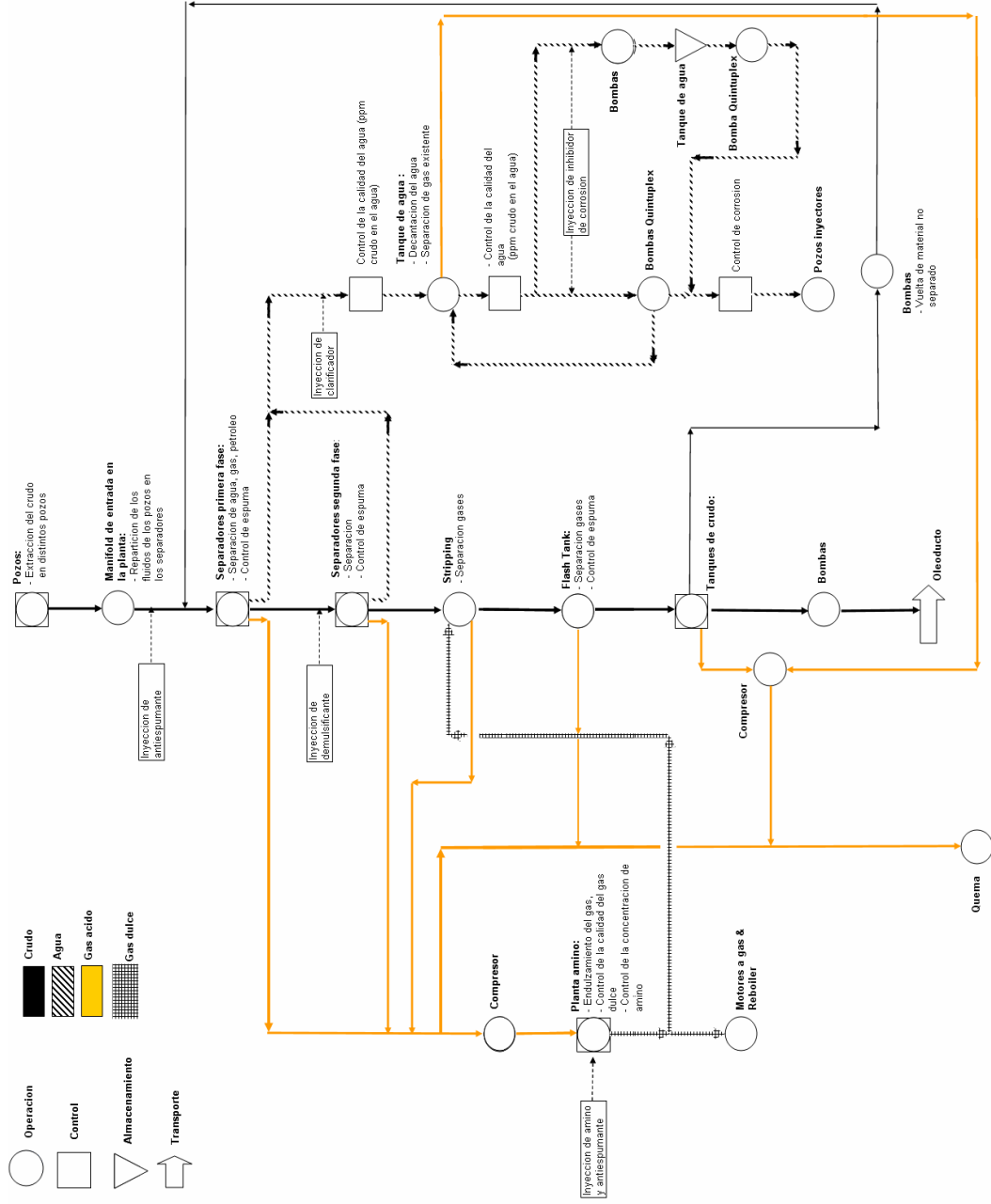
Referencia Electrónica:

7. Página de Perenco Limited Guatemala,
www.Perenco.Com/Index.Cfm/Pcms/Site.Subsidiary_Guatemala/
Noviembre de 2004.
8. Página de Interstate Natural Gas Association of America
www.ingaa.org, Marzo de 2006.
9. Página del American Petroleum Institute
www.api.org, Marzo de 2006.

APENDICE

Figura No. 30. Diagrama de Flujo del proceso de purificación de gas natural, separación de agua y petróleo.

| DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO | |
|-------------------------------|--|
| ASUNTO | PROCESO DEL PETROLEO, AGUA Y GAS POST EXTRACCION |
| METODO | ACTUAL |
| EMPRESA | PERENCO LIMITED GUATEMALA |
| ANALISTA | JORGE ALFONSO SAPON VELASQUEZ |
| FECHA | JUNIO 2,005 |
| PAGINAS | 1/1 |





Certificate of Analysis

(Page 1 of 2)

Client : SGS GUATEMALA
Product : Natural Gas

Report No : 50739
SGS File No : 714689

LIMS No : 50739 - 132755

Lab No : P043074501

Sample Description : Sampled by unknown. Received by Unknown.



Sample Label : Muestra Gas Duice
54psi
Despues De contactor

Tested On : 08/10/2003

| <u>METHOD</u> | <u>TEST</u> | <u>RESULT</u> | |
|---------------|------------------------------------|---------------|-------|
| ASTM D 3588 | Ideal Gross Heating Value (Higher) | | |
| | Btu/lb-m | 21876 | |
| | Btu/cubic foot | 1639 | |
| | BTU/MOL (KJ/Mol) | 1447 | |
| ASTM D 3588 | Ideal Net Heating Value (Lower) | | |
| | Btu/lb-m | 19981 | |
| | Btu/cubic foot | 1497 | |
| ASTM D 3588 | Ideal Relative Density | | |
| | Ideal Relative Density | 0.9817 | |
| GC | Hydrogen | <0.01 | mol-% |
| GC | Composition by GC | | |
| | Isopentane | 1.16 | mol-% |
| | n-Pentane | 1.24 | mol-% |
| | C6+ | 1.84 | mol-% |
| GC | Composition by GC | | |
| | Methane | 56.47 | mol-% |
| | Ethane | 13.41 | mol-% |
| | Propane | 17.31 | mol-% |
| | Isobutane | 1.91 | mol-% |
| | n-Butane | 4.59 | mol-% |
| | Isopentane | 1.16 | mol-% |
| | n-Pentane | 1.24 | mol-% |
| | Carbon Monoxide | <0.01 | mol% |
| | Carbon Dioxide | 0.21 | mol% |
| | Nitrogen | 1.84 | mol% |
| GC | Oxygen | 0.20 | mol-% |
| GC | H2S | <0.01 | mol-% |
| GC | C6 | 1.29 | mol-% |
| GC | C7 | 0.12 | mol% |
| GC | C8 | 0.12 | mol% |
| GC | C9 | 0.19 | mol% |
| GC | C10 | 0.11 | mol% |
| GC | C11 | 0.01 | mol% |

Precision parameters apply in the determination of above test results. Also refer to ASTM D 3244-77/83, IP 367 and appendix E of IP standard methods for analysis and testing for utilization of test data to determine conformance with specifications.

Date printed: 15-Aug-2003

© Copyright SGS-CSI 1999



Certificate of Analysis

(Page 2 of 2)

Client : SGS GUATEMALA
Product : Natural Gas

Report No : 50739
SGS File No : 714689

LIMS No : 50739 - 132755

Lab No : P043074501 (Cont.)

Sample Description : Sampled by unknown. Received by Unknown.



Sample Label : Muestra Gas Duice
54psi
Despues De contactor

Tested On : 08/10/2003

METHOD

TEST

RESULT

Supervisor :

Date : 08/15/2003

Mayur Patel

IMPORTANT: No person should accept, use or rely upon SGS-CSI documents or the information contained in them without understanding all of the details of the engagement under which they were issued.

SGS-CSI conducts inspection, testing and quantity and quality control services pursuant to agreements with and instructions from its clients ("Services"). In the course of performing such Services, SGS-CSI develops information ("Information") and generates documents such as reports and certificates ("Documents"). By accepting, using or relying upon such Information or Documents, the client for whom the Services are performed, and any person who relies upon the Information or the Documents, agree to the following terms and conditions.

- 1) Any use of or reliance upon the Information or the Documents by the client is conditioned upon the timely payment of all fees. Client agrees to pay late charges of 1.5% per month on all invoices not paid within 30 days, plus collection costs including attorneys' fees.
- 2) SGS-CSI does not, by performing Services or by issuing Documents, assume, abridge, abrogate or undertake to discharge any duty or responsibility of the client to any person or entity.
- 3) SGS-CSI undertakes to perform only the Services agreed upon between SGS-CSI and its client. Neither the title of a Document or the nature of a commodity implies that any particular procedures have been followed or tests performed other than as specified in the Document(s).
- 4) SGS-CSI warrants that it will perform the Services agreed upon with its client in a workmanlike manner. SGS-CSI makes no further warranty of any kind, express or implied.
- 5) Any person accepting, using, or relying upon Information or Documents agrees in consideration for SGS-CSI performing the services at the fee charged that the professional liability of SGS-CSI is limited to ten times the amount of the fee paid for the Services or \$25,000, whichever is less.
- 6) SGS-CSI expressly disclaims liability as an insurer or guarantor. Any client or other person seeking greater protection from loss or damage than is provided for herein should obtain appropriate insurance.
- 7) Acceptance, use or reliance upon Information or Documents from SGS-CSI shall be governed by the laws of the State where the Services were performed.
- 8) No person is authorized to waive or modify any of the foregoing terms and conditions orally. Any written waiver or modification must be signed by a senior officer of SGS-CSI Houston, TX.
- 9) SGS-CSI hereby objects to any conflicting terms contained in any order or acceptance submitted by client.
- 10) All costs associated with compliance with any subpoena(s) for documents, testimony in a court of law, or for any other purpose relating to work performed by SGS-CSI in connection with work performed for that Client, shall be paid by Client. Client shall also pay SGS-CSI then existing standard fees for consulting, deposition and trial testimony and all expenses related there to.

Precision parameters apply in the determination of above test results. Also refer to ASTM D 3244-77/83, IP 367 and appendix E of IP standard methods for analysis and testing for utilization of test data to determine conformance with specifications.

Date printed: 15-Aug-2003

© Copyright SGS-CSI 1999



Certificate of Analysis

(Page 1 of 2)

Client : SGS GUATEMALA
Product : Natural Gas

Report No : 50739
SGS File No : 714689

LIMS No : 50739 - 132754

Lab No : P043074500

Sample Description : Sampled by unknown. Received by Unknown.



Sample Label : 07/17/03
antes de contactor
60psi
Gas Acido Muestra

Tested On : 08/10/2003

| <u>METHOD</u> | <u>TEST</u> | <u>RESULT</u> | |
|---------------|------------------------------------|---------------|-------|
| ASTM D 3588 | Ideal Gross Heating Value (Higher) | | |
| | Btu/lb-m | 15043 | |
| | Btu/cubic foot | 1281 | |
| | BTU/MOL (KJ/Mol) | 1130 | |
| ASTM D 3588 | Ideal Net Heating Value (Lower) | | |
| | Btu/lb-m | 13756 | |
| | Btu/cubic foot | 1171 | |
| ASTM D 3588 | Ideal Relative Density | | |
| | Ideal Relative Density | 1.1154 | |
| GC | Hydrogen | <0.01 | mol-% |
| GC | Composition by GC | | |
| | Isopentane | 0.92 | mol-% |
| | n-Pentane | 1.00 | mol-% |
| | C6+ | 1.27 | mol-% |
| GC | Composition by GC | | |
| | Methane | 37.55 | mol-% |
| | Ethane | 9.81 | mol-% |
| | Propane | 13.22 | mol-% |
| | Isobutane | 1.46 | mol-% |
| | n-Butane | 3.54 | mol-% |
| | Isopentane | 0.92 | mol-% |
| | n-Pentane | 1.00 | mol-% |
| | Carbon Monoxide | <0.01 | mol% |
| | Carbon Dioxide | 15.41 | mol% |
| | Nitrogen | 0.89 | mol% |
| GC | Oxygen | 0.14 | mol-% |
| GC | H2S | 14.94 | mol-% |
| GC | C6 | 0.75 | mol-% |
| GC | C7 | 0.26 | mol% |
| GC | C8 | 0.19 | mol% |
| GC | C9 | 0.06 | mol% |
| GC | C10 | 0.01 | mol% |

Precision parameters apply in the determination of above test results. Also refer to ASTM D 3244-77/83, IP 367 and appendix E of IP standard methods for analysis and testing for utilization of test data to determine conformance with specifications.



Certificate of Analysis

(Page 2 of 2)

Client : SGS GUATEMALA
Product : Natural Gas

Report No : 50739
SGS File No : 714689

LIMS No : 50739 - 132754

Lab No : P043074500 ^(Cont.)

Sample Description : Sampled by unknown. Received by Unknown.



Sample Label : 07/17/03
antes de contactor
60psi
Gas Acido Muestra

Tested On : 08/10/2003

| <u>METHOD</u> | <u>TEST</u> | <u>RESULT</u> |
|---------------|-------------|---------------|
| GC | C11 | <0.01 mol% |

Supervisor :

Date : 08/15/2003

Mayur Patel

IMPORTANT: No person should accept, use or rely upon SGS-CSI documents or the information contained in them without understanding all of the details of the engagement under which they were issued.

SGS-CSI conducts inspection, testing and quantity and quality control services pursuant to agreements with and instructions from its clients ("Services"). In the course of performing such Services, SGS-CSI develops information ("Information") and generates documents such as reports and certificates ("Documents"). By accepting, using or relying upon such Information or Documents, the client for whom the Services are performed, and any person who relies upon the Information or the Documents, agree to the following terms and conditions.

- 1) Any use of or reliance upon the Information or the Documents by the client is conditioned upon the timely payment of all fees. Client agrees to pay late charges of 1.5% per month on all invoices not paid within 30 days, plus collection costs including attorneys' fees.
- 2) SGS-CSI does not, by performing Services or by issuing Documents, assume, abridge, abrogate or undertake to discharge any duty or responsibility of the client to any person or entity.
- 3) SGS-CSI undertakes to perform only the Services agreed upon between SGS-CSI and its client. Neither the title of a Document or the nature of a commodity implies that any particular procedures have been followed or tests performed other than as specified in the Document(s).
- 4) SGS-CSI warrants that it will perform the Services agreed upon with its client in a workmanlike manner. SGS-CSI makes no further warranty of any kind, express or implied.
- 5) Any person accepting, using, or relying upon Information or Documents agrees in consideration for SGS-CSI performing the services at the fee charged that the professional liability of SGS-CSI is limited to ten times the amount of the fee paid for the Services or \$25,000, whichever is less.
- 6) SGS-CSI expressly disclaims liability as an insurer or guarantor. Any client or other person seeking greater protection from loss or damage than is provided for herein should obtain appropriate insurance.
- 7) Acceptance, use or reliance upon Information or Documents from SGS-CSI shall be governed by the laws of the State where the Services were performed.
- 8) No person is authorized to waive or modify any of the foregoing terms and conditions orally. Any written waiver or modification must be signed by a senior officer of SGS-CSI Houston, TX.
- 9) SGS-CSI hereby objects to any conflicting terms contained in any order or acceptance submitted by client.
- 10) All costs associated with compliance with any subpoena(s) for documents, testimony in a court of law, or for any other purpose relating to work performed by SGS-CSI in connection with work performed for that Client, shall be paid by Client. Client shall also pay SGS-CSI then existing standard fees for consulting, deposition and trial testimony and all expenses related there to.

Precision parameters apply in the determination of above test results. Also refer to ASTM D 3244-77/83, IP 367 and appendix E of IP standard methods for analysis and testing for utilization of test data to determine conformance with specifications.