



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A GAS NATURAL VERSUS
EL ACTUAL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A DIESEL, EN
LOS CAMPOS YALPEMECH-ALTA VERAPAZ Y CHOCOP-PETÉN,
ADMINISTRADOS POR PETRO ENERGY, S.A.**

Allan Estuardo Morales Barillas

Asesorado por el Ing. Francisco Javier González López

Guatemala, mayo de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A GAS NATURAL VERSUS
EL ACTUAL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A DIESEL, EN
LOS CAMPOS YALPEMECH-ALTA VERAPAZ Y CHOCOP-PETÉN,
ADMINISTRADOS POR PETRO ENERGY, S.A.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA

FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

ALLAN ESTUARDO MORALES BARILLAS

ASESORADO POR EL ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2008

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 Angel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne 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:

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD A GAS NATURAL VERSUS EL ACTUAL
SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A DIESEL, EN
LOS CAMPOS YALPEMECH-ALTA VERAPAZ Y CHOCOP-
PETÉN, ADMINISTRADOS POR PETRO ENERGY, S.A.,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 21 de mayo de 2007.



Allan Estuardo Morales Barillas



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 31 de Marzo de 2008

Ing. José Guillermo Bedoya
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Bedoya:

Por este medio le informo que he revisado el trabajo de graduación titulado **“Análisis técnico-económico de la implementación de un sistema de generación de electricidad a gas natural versus el actual sistema de generación de electricidad a diesel, en los campos Yalpemech-Alta Verapaz y Chocop-Petén, administrados por Petro Energy, S.A.”**, elaborado por el estudiante Alian Estuardo Morales Barillas.

El mencionado trabajo llena los requisitos para dar mi aprobación, e indicarle que el autor y mi persona somos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Atentamente,

Ing. Francisco Javier González López
Sección de Metrología Eléctrica CII
Asesor



Guatemala, 20 de MAYO 2008.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: Análisis técnico-económico de la implementación de un sistema de generación de electricidad a gas natural versus el actual sistema de generación de electricidad a diesel, en los campos Yalpemech-Alta Verapaz y Chocop-Petén, administrados por Petro Energy, S.A., del estudiante: Allan Estuardo Morales Barillas, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Beloya Barrios
Coordinador Área de Potencia



JGBB/sro



El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; ALLAN ESTUARDO MORALES BARILLAS titulado: Análisis técnico económico de la implementación de un sistema de generación de electricidad a gas natural versus el actual sistema de generación de electricidad a diesel, en los campos Yalpemech-Alta Verapaz y Chocop-Petén, administrados por Petro Energy, S.A., procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR



GUATEMALA, 23 DE MAYO, 2008.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A GAS NATURAL VERSUS EL ACTUAL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A DIESEL, EN LOS CAMPOS YALPEMECH-ALTA VERAPAZ Y CHOCOP-PETÉN, ADMINISTRADOS POR PETRO ENERGY, S.A.**, presentado por el estudiante universitario **Allan Estuardo Morales Barillas**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, mayo de 2008

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de graduación a:

Mi Dios y Padre Por darme la vida y permitirme culminar mis estudios universitarios.

Mis padres Josué Alejandro Morales y Mirna Barillas, por su apoyo, sus consejos y amor incondicional, que han llevado a alcanzar varias metas en mi vida; esta es una de ellas.

Mi hermano Renzzo Alejandro, por estar siempre a mi lado, compartiendo cada momento de la vida.

Mi esposa e hijo Dina y Diego, por su amor, que hace que cualquier momento se torne especial, llena de alegría mi vida y es motivo para seguir alcanzando metas.

Familia Por el cariño y apoyo demostrado a lo largo de este tiempo.

Mis amigos Por los momentos agradables que compartimos.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de San Carlos de Guatemala

A la empresa Petro Energy, S.A.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX

1. ANTECEDENTES GENERALES

1.1. Principios físicos de los sistemas de generación de electricidad	1
1.1.1. Ley de Coulomb.....	2
1.1.2. Ley de Gauss.....	4
1.1.2.1. Ley de Gauss para el campo magnético.....	6
1.1.3. Ley de Ampère	7
1.1.4. Ley de Faraday	10
1.1.5. Ley de Lenz	11
1.2. Generadores eléctricos	13
1.2.1. Principio de operación del generador	14
1.2.2. Componentes del generador de electricidad	15
1.2.3. Clasificación de generados de electricidad.....	17
1.2.3.1. Generadores con motor diesel.....	22
1.2.3.1.1. Principios	22
1.2.3.1.2. Características de funcionamiento .	26
1.2.3.1.3. Combustibles	26
1.2.3.1.4. Especificaciones del aceite combustible diesel.....	27

1.2.3.1.5.	Propiedades del combustible diesel	29
1.2.3.1.6.	Tanques de combustible	30
1.2.3.2.	Generadores a Gas	33
1.2.3.2.1.	Características de funcionamiento	33
1.2.3.2.2.	Combustibles	34
1.2.3.2.3.	Sistema del combustible	35
2.	INTRODUCCIÓN AL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL	
2.1.	El petróleo	37
2.1.1.	Definición	37
2.1.1.1.	Derivados del petróleo	38
2.1.2.	El petróleo en Guatemala	40
2.2.	Gas natural	41
2.2.1.	Definición	41
2.2.1.1.	Composición	42
2.2.1.2.	Obtención	43
2.2.1.3.	Propiedades	46
2.2.1.4.	Transporte y almacenamiento	46
3.	SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A GAS NATURAL	
3.1.	Cogeneración	49
3.2.	Características de un sistema de generación de electricidad a gas natural	49
3.2.1.	Sistema de ciclo simple	50
3.2.1.1.	Componentes	50
3.2.2.	Sistema de ciclo combinado	52
3.2.2.1.	Componentes	53
3.2.3.	Ventajas de la utilización del gas natural	54

3.2.3.1.	Ventajas operacionales.....	54
3.2.3.2.	Ventajas medioambientales.....	56
3.3.	Seguridad industrial en el manejo del gas natural.....	57
3.3.1.	Sistemas de protección contra gases ácidos.....	58
3.3.1.1.	Manejo del gas natural.....	59
3.3.1.2.	Sistemas de detección de H ₂ S existentes.....	63
3.4.	Generadores eléctricos a gas natural aplicables en pozos petroleros.....	64
3.5.	Microturbinas.....	64
3.5.1.	Mantenimiento.....	69
3.5.2.	Sistemas CHP integrados.....	69

4. IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A GAS NATURAL, EN LOS CAMPOS DE PETRO ENERGY, S.A.

4.1.	Generalidades.....	71
4.2.	Análisis cualitativo y cuantitativo del gas natural de los pozos en los campos petroleros.....	71
4.2.1.	Gases ácidos del gas natural.....	75
4.2.1.1.	Gas H ₂ S.....	76
4.2.1.2.	Efectos en el hombre.....	77
4.3.	Tratamiento del gas natural para su utilización en la generación de energía eléctrica.....	79
4.3.1.	Características químicas ideales del gas natural para su utilización en la generación de energía eléctrica.....	79
4.3.2.	Proceso de endulzamiento del gas natural.....	81
4.3.2.1.	Descripción del proceso.....	82
4.3.2.2.	Requerimientos técnicos.....	87

4.4.	Dimensionamiento de la capacidad energética actual de los pozos a utilizar en los generadores eléctricos a gas.	88
4.4.1.	Energía producida en pozo Chocop-1	89
4.4.2.	Energía producida en pozo Yalpemech-1	93
4.5.	Diseño mecánico-eléctrico del sistema de generación a gas de cada pozo	96
4.5.1.	Sistema de generación a gas pozo Chocop-1	97
4.5.2.	Sistema de generación a gas pozo Yalpemech-1	99
5.	ANÁLISIS COMPARATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD ACTUAL (DIESEL) VERSUS SISTEMAS DE GENERACIÓN A GAS NATURAL	
5.1.	Análisis económico de la implementación de generadores a gas versus generadores a diesel en los campos.	103
5.1.1.	Demanda actual de electricidad en pozo Yalpemech-1..	104
5.1.1.1.	Costo de suplir la demanda actual de electricidad en pozo Yalpemech-1 con generadores a diesel versus generadores a gas	105
5.1.1.2.	Mantenimiento.....	108
5.1.1.3.	Costos de mantenimiento preventivo para generadores a diesel.	109
5.1.1.4.	Costo de mantenimiento preventivo para generadores a gas.....	110
5.1.2.	Comparación económica de los costos anuales totales entre un generador a diesel versus gas natural en pozo Yalpemech-1.	111

CONCLUSIONES.....115
RECOMENDACIONES.....117
BIBLIOGRAFÍA.....119

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Representación gráfica de la Ley de Coulomb para dos cargas del mismo grupo.	4
2.	Ley de Gauss para una carga interior y una carga exterior	5
3.	Ley de Gauss para campo magnético.	7
4.	Campos de magnetización en un material con medio magnético.....	8
5.	Disposición de elementos en un alternador simple	15
6.	Circuito Simple para un generador. $E = I \times R_c$	18
7.	Circuito em donde se representa la FEM. $E = I \times (R_c + R_i)$	19
8.	Motor diesel de dos carreras.	23
9.	Motor diesel de cuatro carreras.	24
10.	Cámara de combustión abierta & cámara de combustión cerrada	25
11.	Rangos de consumo de combustible para el motor diesel.	27
12.	Típico sistema combustible-aceite diesel.	32
13.	Rangos de consumo de combustible para motores a gas.....	34
14.	Proceso de obtención del gas natural.....	44
15.	Sistema de ciclo simple con turbinas a gas natural	50
16.	Esquemas del ciclo de una turbina de gas de combustión (ciclo Brayton)	51
17.	Esquema de una turbina de gas de una sola línea de ejes con regenerador de aire	53
18.	Funcionamiento del medidor de orificio en una tubería que transporta gases.	62
19.	Microturbina turbo-generador.	65

20.	Sistema típico de una microturbina.	66
21.	Dos microturbinas C65 (130kW) instaladas en un equipo de bombeo mecánico para un pozo petrolero.	68
22.	Sistemas tradicionales versus sistemas MicroCHP.	70
23.	Torre contactora y torre de regeneración de amina.	83
24.	Funcionamiento de la torre contactora en el proceso de endulzamiento del gas natural por aminas.	84
25.	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.	85
26.	Cabeza de pozo Chocop-1.	90
27.	Separador trifásico del área de producción campamento Chocop.	91
28.	Gas natural de pozos en Yalpemech, quemado en sistema de pit de quema.	96
29.	Curvas de rangos de funcionamiento para bomba Centurion serie 400, P12.	99
30.	Cabeza de pozo Yalpemech-1.	105

TABLAS

I.	Carta de recomendaciones para combustibles-aceites.....	28
II.	Temperaturas de ebullición de los diferentes derivados del petróleo.....	40
III.	Composiciones del gas natural.....	43
IV.	Combustibles a los que el gas natural sustituye.....	54
V.	Comparativa entre las emisiones de diferentes combustibles frente al gas natural.....	56
VI.	Análisis del gas natural extraído del pozo Chocop-1, campo Chocop, Petén, Guatemala.....	72
VII.	Análisis del gas natural extraído del pozo Yalpemech-1, campo Yalpemech, Alta Verapaz, Guatemala.....	73
VIII.	Nivel de toxicidad del gas natural de Guatemala y sus efectos sobre el hombre.....	77
IX.	Resultado del estudio de componentes en el gas natural nacional antes y después del proceso de endulzamiento del gas ácido.....	79
X.	Análisis PVT del petróleo y gas del pozo Chocop-1	90
XI.	Análisis PVT del petróleo y gas del pozo Yalpemech-1	94
XII.	Comparativa del tiempo de programación de mantenimiento de maquinaria utilizando diesel y gas natural como combustibles.....	108
XIII.	Costos anuales de mantenimiento del tipo preventivo para los dos generadores diesel de 500 kVA de Yalpemech y Chocop.....	109
XIV.	Costos anuales promedio de mantenimiento del tipo preventivo para generadores a gas natural de 125 kW.....	111
XV.	Comparación de costos diesel versus gas aplicado a demanda de energía para pozo Yalpemech-1.....	112

GLOSARIO

- API** Sigla de American Petroleum Institute, que es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas. El instituto fue fundado en 1920 y se constituyó en la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y de producción petrolera. Publica códigos que se aplican en distintas áreas petroleras y elabora indicadores, como el peso específico de los crudos que se denomina "grados API".
- 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.
- Brake horsepower*** Caballos de fuerza entregados por el eje del motor a la salida. El nombre es derivado del hecho que originalmente fue determinado por un dispositivo de freno sobre el volante del motor (bhp).
- Gas ácido** Gas natural que contiene ácido sulfhídrico H₂S, dióxido de carbono (anhídrido carbónico, gas carbónico) u otros componentes corrosivos.

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
Motores a gas	Un motor en donde el combustible en su estado natural es un gas y la mezcla aire-combustible es encendida por una chispa entre la cámara o la precámara de combustión.
Motor diesel	Un motor donde el combustible es encendido enteramente por el calor resultante de la compresión del aire suministrado por la combustión.
Microturbina	Generadores de energía utilizados en sistemas combinados de calor y energía con un simple compresor radial y diseños de turbinas radiales que usan un recuperador para precalentar el aire de combustión para mejorar la eficiencia.
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.

Poder calórico	Cantidad de calor desprendido por la combustión completa de un metro cúbico de gas.
Potencia	Capacidad de efectuar trabajo. La potencia de un motor es expresada en unidades de caballos de fuerza equivalente a 550 pies-lb/s, o kilovatios, equivalente a 1000 J/s.
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.
Separador	Aparato colocado entre el pozo y la playa de tanques para separar el petróleo crudo del gas natural y del agua.
Torque	Esfuerzo de torción de un motor descrito en libras – pies ² .

RESUMEN

Los campamentos Chocop y Yalpemech, administrados por la empresa Petro Energy, S.A., ubicados en Petén y Alta Verapaz, respectivamente, se abastecen de energía eléctrica, a través de dos generadores a diesel por campo, los cuales poseen una capacidad por generador de 500 KVA. Estos se relevan entre si cada 22 días, a través de un sistema de sincronización manual, con el fin de darle el respectivo mantenimiento a cada generador. No existe una red de electricidad que proporcione la demanda de electricidad cercana a cada uno de los campos y que asegure un suministro constante y sin perturbaciones, esto debido a lo remoto de la ubicación de los mismos.

El campamento Chocop posee cinco pozos petroleros de los cuales dos producen crudo acompañado de gas; Chocop-1 y Chocop-x, alrededor de 100 barriles de crudo pesado por día, y el resto, Chocop-3, Chocop-4, Chocop-5, están en análisis para poder mejorar su producción, actualmente de 30 barriles en total. El campamento Yalpemech posee tres pozos petroleros de los cuales el primero, llamado Yalpemech-1, produce 94 barriles de crudo liviano por día, el segundo llamado Yalpemech-2a recibe el agua que sale del pozo productor, es un pozo inyector, y el último, llamado Yalpemech-3a, recientemente perforado, esta siendo analizado para una realizar una estimulación en una de sus capas geológicas con gran potencial de producción.

Todo el petróleo extraído de estos pozos esta compuesto de agua y gases, los cuales se separan del mismo a través de un separador trifásico para luego llegar al sistema de distribución en donde el agua se dirige hacia una

pileta de agua acida, el gas a un pit de quema, y el crudo a las líneas que llegan al tanque de almacenamiento.

Debido al aumento de operaciones dentro de los campamentos, la demanda de energía eléctrica en equipo e instalaciones ha ido incrementándose lo que ha ocasionado que los generadores estén trabajando más tiempo, incrementándose los gastos de mantenimiento y compra de combustible, por lo que se desea conocer si el gas producido en los pozos de cada campo posee las características cualitativas y cuantitativas para mover turbinas de algún tipo de generador a gas y comparar los costos de producir electricidad con combustible diesel versus gas natural, lo cual es el objetivo de este trabajo de graduación.

OBJETIVOS

- **General**

Efectuar un estudio técnico–económico acerca de la posibilidad de generar electricidad en cada campo a través del gas natural producido en los pozos de los campamentos Chocop y Yalpemech y determinar si posee las características cualitativas y cuantitativas para suplir la demanda actual y futura de los campos, además de analizar la rentabilidad económica con lo que respecta a la inversión inicial y mantenimiento de los equipos en comparación con el actual sistema de generación de electricidad a diesel.

- **Específicos**

1. Definir la factibilidad, tanto técnica como económica, de la implementación de un sistema de generación de electricidad utilizando el gas de los pozos como combustible versus diesel.
2. Analizar y describir las ventajas y desventajas técnicas de un sistema de generación de electricidad a gas versus diesel en los dos campos.
3. Analizar las características cualitativas y cuantitativas del gas que produce cada pozo y definir su factibilidad aplicativa en generadores a gas

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de energía eléctrica en los campos petroleros, Yalpemech y Chocop, debido al aumento de operaciones en los pozos, a generado un mayor consumo de diesel de los generadores eléctricos, el cual conlleva a un mayor gasto en la compra de este combustible y debido a la tendencia al alza del mismo, la empresa administradora de este contrato ha tomado la decisión de buscar otros tipos de generación de electricidad económica y amigable al ambiente y que además utilice el gas que se genera en el proceso de extracción del crudo.

Un estudio de la factibilidad técnico-económica de la implementación de sistemas de generación eléctrica a gas en los campamentos Chocop y Yalpemech podrá ser de mucha utilidad para las empresas petroleras que manejan los demás contratos en Guatemala. Los resultados del presente estudio serán una guía para futuros diseños y mejoras en los sistemas de electricidad, en donde se aprovechen los recursos naturales que se producen en las plantas petroleras del país.

1. ANTECEDENTES GENERALES

1.1 Principios físicos de los sistemas de generación de electricidad

Una máquina eléctrica es un dispositivo que transforma la energía eléctrica en otra energía, o bien, en energía eléctrica pero con una presentación distinta, pasando esta energía por una etapa de almacenamiento en un campo magnético. Se clasifican en tres grandes grupos: generadores, motores y transformadores.

Los generadores transforman energía mecánica en eléctrica, y lo inverso sucede en los motores. El motor se puede clasificar en motor de corriente continua o motor de corriente alterna. Los transformadores y convertidores conservan la forma de la energía pero transforman sus características.

Una máquina eléctrica tiene un circuito magnético y dos circuitos eléctricos. Normalmente uno de los circuitos eléctricos se llama excitación, porque al ser recorrido por una corriente eléctrica produce los ampervueltas necesarios para crear el flujo establecido en el conjunto de la máquina.

Desde una visión mecánica, las máquinas eléctricas se pueden clasificar en rotativas y estáticas. Las máquinas rotativas están provistas de partes giratorias, como las dinamos, alternadores, motores. Las máquinas estáticas no disponen de partes móviles, como los transformadores.

En las máquinas rotativas hay una parte fija llamada estator y una parte móvil llamada rotor. Normalmente el rotor gira en el interior del estator debido,

entre otras cosas, al espacio de aire existente entre ambos y que se denomina entrehierro.

La potencia de una máquina eléctrica es la energía desarrollada en la unidad de tiempo. La potencia de un motor es la que se suministra por su eje. Una dinamo absorbe energía mecánica y suministra energía eléctrica, y un motor absorbe energía eléctrica y suministra energía mecánica.

La potencia que da una máquina en un instante determinado depende de las condiciones externas a ella; en una dinamo del circuito exterior de utilización y en un motor de la resistencia mecánica de los mecanismos que mueve.

Entre todos los valores de potencia posibles hay uno que da las características de la máquina, es la potencia nominal, que se define como la que puede suministrar sin que la temperatura llegue a los límites admitidos por los materiales aislantes empleados. Cuando la máquina trabaja en esta potencia se dice que está a plena carga. Cuando una máquina trabaja durante breves instantes a una potencia superior a la nominal se dice que está trabajando en sobrecarga.

1.1.1. Ley de Coulomb

El enunciado que describe la ley de Coulomb es el siguiente:

"La magnitud de cada una de las fuerzas eléctricas con que interactúan dos cargas puntuales es directamente proporcional al producto de las cargas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia que las separa."

Esta ley es válida sólo en condiciones estacionarias, es decir, cuando no hay movimiento de las cargas o, como aproximación, el movimiento se realiza a velocidades bajas y trayectorias rectilíneas uniformes. Se le llama a esta Fuerza Electroestática. La parte Electro proviene de qué se trata de fuerzas eléctricas y estática debido a la ausencia de movimiento de las cargas.

En términos matemáticos, la magnitud F de la fuerza que cada una de las dos cargas puntuales q_1 y q_2 ejerce sobre la otra separadas por una distancia r se expresa como:

Ecuación 1

$$F = \kappa \frac{|q_1| |q_2|}{d^2}$$

Dadas dos cargas puntuales q_1 y q_2 separadas una distancia r en el vacío, se atraen o repelen entre sí con una fuerza cuya magnitud esta dada por:

Ecuación 2

$$F = \kappa \frac{q_1 q_2}{d^2}$$

La Ley de Coulomb se expresa mejor con magnitudes vectoriales:

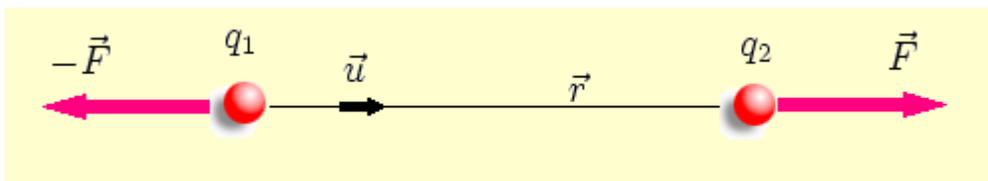
Ecuación 3

$$\vec{F} = \frac{1}{4\pi\epsilon} \frac{q_1 q_2}{d^2} \vec{u}_d = \frac{1}{4\pi\epsilon} \frac{q_1 q_2}{|\vec{d}_2 - \vec{d}_1|^3} (\vec{d}_2 - \vec{d}_1)$$

donde \vec{u}_d es un vector unitario que va en la dirección de la recta que une las cargas, siendo su sentido desde la carga que produce la fuerza hacia la carga que la experimenta.

El exponente (de la distancia: d) de la Ley de Coulomb es, hasta donde se sabe hoy en día, exactamente 2. Experimentalmente se sabe que, si el exponente fuera de la forma $(2 + \delta)$, entonces $|\delta| < 10^{-16}$.

Figura 1. Representación gráfica de la Ley de Coulomb para dos cargas del mismo grupo



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/imagen:leydecoulomb.jpg>

Obsérvese que esto satisface la tercera de la ley de Newton debido a que implica que fuerzas de igual magnitud actúan sobre q_1 y q_2 . La ley de Coulomb es una ecuación vectorial e incluye el hecho de que la fuerza actúa a lo largo de la línea de unión entre las cargas.

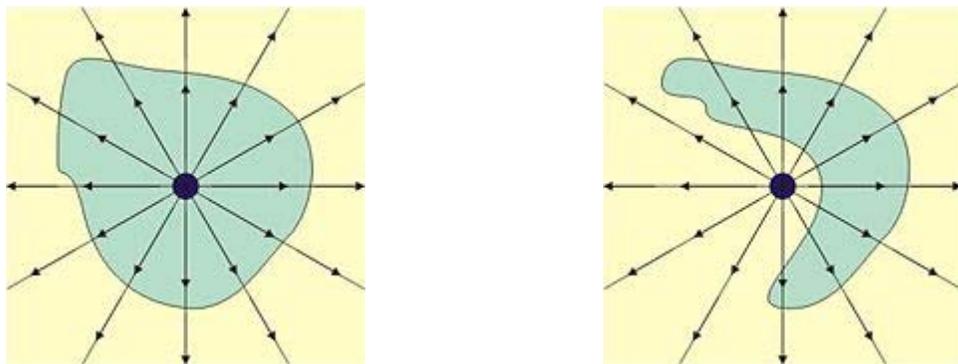
1.1.2. Ley de Gauss

La ley de Gauss relaciona el flujo eléctrico a través de una superficie cerrada y la carga eléctrica encerrada en esta superficie.

Puede ser utilizada para demostrar que no existe campo eléctrico dentro de una jaula de Faraday sin cargas eléctricas en su interior. La ley de Gauss es la equivalente electrostática a la ley de Ampère, que es una ley de magnetismo.

Ambas ecuaciones fueron posteriormente integradas en las ecuaciones de Maxwell.

Figura 2. Ley de Gauss para una carga interior y una carga exterior



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/imagen:leydegauss1y2.jpg>

Esta ley puede interpretarse, en electrostática, entendiendo el flujo como una medida del número de líneas de campo que atraviesan la superficie en cuestión. Para una carga puntual es evidente que este número es constante si la carga está contenida por la superficie y es nulo si esta fuera (ya que hay el mismo número de líneas que entran como que salen). Además, al ser la densidad de líneas proporcional a la magnitud de la carga, resulta que este flujo es proporcional a la carga, si está encerrada, o nulo, si no lo está.

Cuando tenemos una distribución de cargas, por el principio de superposición, sólo tendremos que considerar las cargas interiores, resultando la ley de Gauss.

Sin embargo, aunque esta ley se deduce de la ley de Coulomb, es más general que ella, ya que se trata de una ley universal, válida en situaciones no electrostáticas en las que la ley de Coulomb no es aplicable.

1.1.2.1. Ley de Gauss para el campo magnético

Al igual que para el campo eléctrico, existe una ley de Gauss para el campo magnético, que se expresa en sus formas integral y diferencial como

Ecuación 4

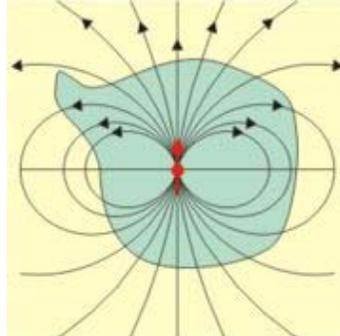
$$\oint \vec{B}(\vec{r}) \cdot d\vec{S} = 0$$

Ecuación 5

$$\nabla \cdot \vec{B} = 0$$

Esta ley expresa la inexistencia de cargas magnéticas o, como se conocen habitualmente, monopolos magnéticos. Las distribuciones de fuentes magnéticas son siempre neutras en el sentido de que posee un polo norte y un polo sur, por lo que su flujo a través de cualquier superficie cerrada es nulo.

Figura 3. Ley de Gauss para campo magnético



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/imagen:leydegauss4.jpg>

En el hipotético caso de que se descubriera experimentalmente la existencia de monopolos, esta ley debería ser modificada para acomodar las correspondientes densidades de carga, resultando una ley en todo análoga a la ley de Gauss para el campo eléctrico. La Ley de Gauss para el campo magnético quedaría como

Ecuación 6

$$\nabla \cdot \vec{B} = \rho_m$$

donde ρ_m densidad de corriente \vec{J}_m , la cual obliga a modificar la ley de Faraday.

1.1.3. Ley de Ampère

La Ley circuital de Ampère establece que la integral de línea de \mathbf{H} sobre cualquier trayectoria cerrada es exactamente igual a la corriente constante encerrada por dicha trayectoria,

De forma integral tenemos que dada una superficie abierta S por la que atraviesa una corriente eléctrica I, y dada la curva C, curva contorno de la superficie S, la forma original de la ley de Ampère para medios materiales es:

Ecuación 7

$$\oint_C \vec{H} \cdot d\vec{l} = \iint_S \vec{J} \cdot d\vec{S} = I_{\text{enc}}$$

donde:

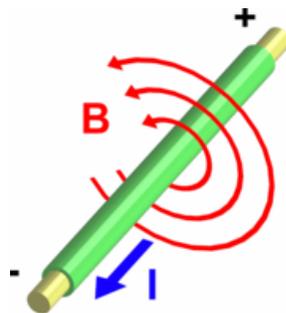
\vec{H} es el campo magnético,

I_{enc} es la corriente encerrada en la curva C,

y se lee: La circulación del campo \vec{H} a lo largo de la curva C es igual al flujo de la densidad de corriente sobre la superficie abierta S, de la cual C es el contorno.

En presencia de un material magnético en el medio, aparecen campos de magnetización, propios del material, análogamente a los campos de polarización que aparecen en el caso electrostático en presencia de un material dieléctrico en un campo eléctrico.

Figura 4. Campos de magnetización en un material con medio magnético



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/imagen:camposmagneticos2.jpg>

Definición:

$$\vec{H} = \frac{\vec{B}}{\mu_0} - \vec{M}$$

Ecuación 8

$$\vec{B} = \mu_0(\vec{H} + \vec{M})$$

Ecuación 9

$$\vec{B} = \mu_0(1 + \chi_m)\vec{H} = \mu_0\mu_r\vec{H} = \mu\vec{H}$$

Ecuación 10

donde:

\vec{B} es la densidad de flujo magnético,

μ_0 es la permeabilidad magnética del vacío,

μ_r es la permeabilidad magnética del medio material,

Luego, $\mu = \mu_0\mu_r$ es la permeabilidad magnética total.

\vec{M} es el vector magnetización del material debido al campo magnético.

χ_m es la susceptibilidad magnética del material.

Un caso particular de interés es cuando el medio es el vacío ($\mu = \mu_0$ o sea, $\vec{B} = \mu_0\vec{H}$):

Ecuación 11

$$\oint_C \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 I_{\text{enc}}$$

Para la forma diferencial tenemos que a partir del teorema de Stokes, esta ley también se puede expresar de forma diferencial:

Ecuación 12

$$\nabla \times \vec{H} = \vec{J}$$

donde \vec{J} es la densidad de corriente que atraviesa el conductor.

1.1.4. Ley de Faraday

La Ley de inducción electromagnética de Faraday (o simplemente Ley de Faraday) se basa en los experimentos que Michael Faraday realizó en 1831 y establece que el voltaje inducido en un circuito cerrado es directamente proporcional a la rapidez con que cambia en el tiempo el flujo magnético que atraviesa una superficie cualquiera con el circuito como borde:

Ecuación 13

$$\oint_C \vec{E} \cdot d\vec{l} = - \frac{d}{dt} \int_S \vec{B} \cdot d\vec{A}$$

donde \vec{E} es el campo eléctrico, $d\vec{l}$ es el elemento infinitesimal del contorno C, \vec{B} es la densidad de campo magnético y S es una superficie arbitraria, cuyo borde es C. Las direcciones del contorno C y de $d\vec{A}$ están dadas por la regla de la mano derecha.

La permutación de la integral de superficie y la derivada temporal se puede hacer siempre y cuando la superficie de integración no cambie con el tiempo.

Por medio del teorema de Stokes puede obtenerse una forma diferencial de esta ley:

Ecuación 14

$$\nabla \times \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t}$$

Ésta es una de las ecuaciones de Maxwell, las cuales conforman las ecuaciones fundamentales del electromagnetismo. La ley de Faraday, junto con las otras leyes del electromagnetismo, fue incorporada en las ecuaciones de Maxwell, unificando así al electromagnetismo.

En el caso de un inductor con N vueltas de alambre, la fórmula anterior se transforma en:

Ecuación 15

$$e = -N \frac{d\Phi}{dt}$$

donde “e” es la fuerza electromotriz inducida y $d\Phi/dt$ es la tasa de variación temporal del flujo magnético Φ . La dirección de la fuerza electromotriz (el signo negativo en la fórmula) se debe a la ley de Lenz.

1.1.5. Ley de Lenz

Los estudios sobre inducción electromagnética, realizados por Michael Faraday nos indican que en un conductor que se mueva cortando las líneas de fuerza de un campo magnético se produciría una fuerza electromotriz (FEM)

inducida y si se tratase de un circuito cerrado se produciría una corriente inducida. Lo mismo sucedería si el flujo magnético que atraviesa al conductor es variable.

La Ley de Lenz nos dice que las fuerzas electromotrices o las corrientes inducidas serán de un sentido tal que se opongan a la variación del flujo magnético que las produjeron. Esta ley es una consecuencia del principio de conservación de la energía.

La polaridad de una FEM inducida es tal, que tiende a producir una corriente, cuyo campo magnético se opone siempre a las variaciones del campo existente producido por la corriente original.

El flujo de un campo magnético uniforme a través de un circuito plano viene dado por:

Ecuación 16

$$\Phi = B \cdot S \cdot \cos\alpha$$

donde:

B = Intensidad de campo magnético

S = Superficie del conductor

α = Ángulo que forman el conductor y la dirección del campo.

Si el conductor está en movimiento el valor del flujo será:

Ecuación 17

$$d\Phi = B \cdot dS \cdot \cos\alpha$$

En este caso la Ley de Faraday afirma que la FEM inducida en cada instante tiene por valor:

Ecuación 18

$$E = -\frac{d\Phi}{dt}$$

El signo (-) de la expresión anterior indica que la FEM inducida se opone a la variación del flujo que la produce. Este signo corresponde a la ley de Lenz.

1.2 Generadores eléctricos

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generara una fuerza electromotriz (FEM).

A una máquina que convierte la energía mecánica en eléctrica se le denomina generador, alternador o dínamo, y a una máquina que convierte la energía eléctrica en mecánica se le denomina motor.

1.2.1 Principio de operación del generador

Dos principios físicos relacionados entre sí sirven de base al funcionamiento de los generadores y de los motores. El primero es el principio de la inducción descubierto por el científico e inventor británico Michael Faraday en 1831. Si un conductor se mueve a través de un campo magnético, o si está situado en las proximidades de un circuito de conducción fijo cuya intensidad puede variar, se establece o se induce una corriente en el conductor. El principio opuesto a éste fue observado en 1820 por el físico francés André Marie Ampère. Si una corriente pasaba a través de un conductor dentro de un campo magnético, éste ejercía una fuerza mecánica sobre el conductor.

La máquina dinamoeléctrica más sencilla es la dinamo de disco desarrollada por Faraday, que consiste en un disco de cobre que se monta de tal forma que la parte del disco que se encuentra entre el centro y el borde quede situada entre los polos de un imán de herradura. Cuando el disco gira, se induce una corriente entre el centro del disco y su borde debido a la acción del campo del imán. El disco puede fabricarse para funcionar como un motor mediante la aplicación de un voltaje entre el borde y el centro del disco, lo que hace que el disco gire gracias a la fuerza producida por la reacción magnética.

El campo magnético de un imán permanente es lo suficientemente fuerte como para hacer funcionar una sola dinamo pequeña o motor. Por ello, los electroimanes se emplean en máquinas grandes. Tanto los motores como los generadores tienen dos unidades básicas: el campo magnético, que es el electroimán con sus bobinas, y la armadura, que es la estructura que sostiene los conductores que cortan el campo magnético y transporta la corriente inducida en un generador, o la corriente de excitación en el caso del motor.

La armadura es por lo general un núcleo de hierro dulce laminado, alrededor del cual se enrollan en bobinas los cables conductores.

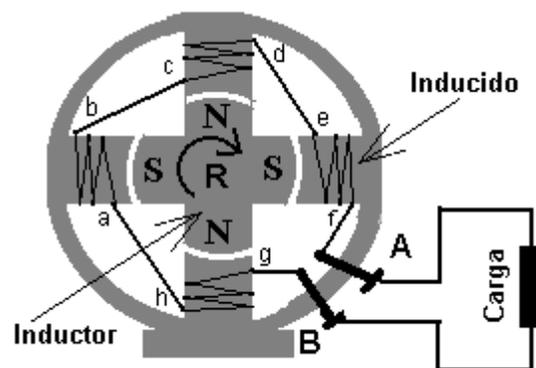
1.2.2 Componentes del generador de electricidad

El alternador es una máquina destinada a transformar la energía mecánica en eléctrica, generando, mediante fenómenos de inducción, una corriente alterna.

Los alternadores están fundados en el principio de que en un conductor sometido a un campo magnético variable se crea una tensión eléctrica inducida cuya polaridad depende del sentido del campo y su valor del flujo que lo atraviesa.

Un alternador consta de dos partes fundamentales, el inductor, que es el que crea el campo magnético y el inducido que es el conductor el cual es atravesado por las líneas de fuerza de dicho campo.

Figura 5. Disposición de elementos en un alternador simple



Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/imagen:alternador.jpg>

Así, en el alternador mostrado en la Figura 1, el inductor está constituido por el rotor R, dotado de cuatro piezas magnéticas cuya polaridad se indica. Estas piezas pueden estar imantadas de forma permanente o ser electroimanes. En las grandes máquinas el inductor siempre está constituido por electroimanes, cuya corriente de alimentación o excitación proviene de un generador de corriente continua auxiliar o de la propia corriente alterna generada por el alternador convenientemente rectificadas.

El inducido está constituido por las cuatro bobinas a-b, c-d, e-f y g-h, arrolladas sobre piezas de hierro que se magnetizan bajo la acción de los imanes o electroimanes del inductor. Dado que el inductor está girando, el campo magnético que actúa sobre las cuatro piezas de hierro cambia de sentido cuando el rotor gira 90°, y su intensidad pasa de un máximo, cuando están las piezas enfrentadas como en la figura, a un mínimo cuando los polos N y S están equidistantes de las piezas de hierro.

Son estas variaciones de sentido y de intensidad del campo magnético las que inducirán en las cuatro bobinas una diferencia de potencial que cambia de valor y de polaridad siguiendo el ritmo del campo.

El flujo magnético (Φ) a través de cada espira de las bobinas que constituyen el inducido tiene por valor el producto de la intensidad de campo (B), por la superficie de la espira (s) y por el coseno del ángulo formado por el plano que contiene a esta y la dirección del campo magnético ($\cos \phi$), por lo que el flujo en cada instante será:

Ecuación 19

$$d\Phi = B \times ds \times \cos\phi$$

Por otra parte, se tiene que siempre que se produce una variación del flujo magnético que atraviesa a una espira se produce en ella una F.E.M. (E) inducida cuyo valor es igual a la velocidad de variación del flujo, por tanto tendremos que:

Ecuación 20

$$E = -\frac{d\Phi}{dx}$$

El signo menos delante de E expresa que, según la Ley de Lenz, la corriente inducida se opone a la variación del flujo que la genera.

Si la fuerza electromotriz inducida en una espira es igual a E, la fuerza electromotriz total (Et) es igual a:

Ecuación 21

$$E_t = E \times n$$

siendo n el número total de espiras del inducido.

La frecuencia de la corriente alterna que aparece entre los bornes A-B se obtiene multiplicando el número de vueltas por segundo del inductor por el número de pares de polos del inducido.

1.2.3 Clasificación de generados de electricidad

Se clasifican en dos tipos fundamentales: primarios y secundarios. Son generadores primarios los que convierten en energía eléctrica la energía de otra naturaleza que reciben o de la que disponen inicialmente, mientras que los

secundarios entregan una parte de la energía eléctrica que han recibido previamente. Se agruparán los dispositivos concretos conforme al proceso físico que les sirve de fundamento.

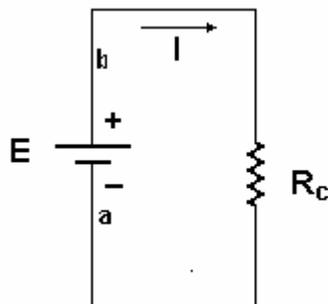
Desde el punto de vista teórico (teoría de circuitos) se distinguen dos tipos ideales:

Generador de voltaje: un generador de voltaje ideal mantiene un voltaje fijo entre sus terminales con independencia de la resistencia de la carga que pueda estar conectada entre ellos.

Generador de corriente: un generador de corriente ideal mantiene una corriente constante por el circuito externo con independencia de la resistencia de la carga que pueda estar conectada entre ellos.

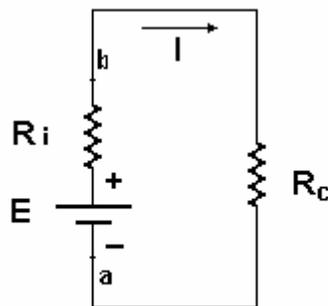
En la Figura 6 se ve el circuito más simple posible, constituido por un generador de tensión constante E conectado a una carga R_c y en donde su cumpliría la ecuación:

Figura 6. Circuito Simple para un generador. $E = I \times R_c$



El generador descrito no tiene existencia real en la práctica, ya que siempre posee lo que, convencionalmente, se ha dado en llamar resistencia interna, que aunque no es realmente una resistencia, en la mayoría de los casos se comporta como tal. En la Figura 7 se puede ver el mismo circuito anterior, pero donde la resistencia interna del generador viene representada por una resistencia R_i , en serie con el generador, con lo que la ecuación anterior se transforma en:

Figura 7. Circuito em donde se representa la FEM. $E = I \times (R_c + R_i)$



Una característica de cada generador es su fuerza electromotriz (F.E.M.), definida como el trabajo que el generador realiza para pasar la unidad de carga positiva del polo negativo al positivo por el interior del generador.

La F.E.M. se mide en voltios y en el caso del circuito de la Figura 7, sería igual a la tensión E , mientras que la diferencia de potencial entre los puntos a y b , V_{a-b} , es dependiente de la carga R_c .

La F.E.M. y la diferencia de potencial coinciden en valor en ausencia de carga, ya que en este caso, al ser $I = 0$ no hay caída de tensión en R_i y por tanto $V_{a-b} = E$.

En su forma más simple, un generador de corriente alterna se diferencia de uno de corriente continua en sólo dos aspectos: los extremos de la bobina de su armadura están sacados a los anillos colectores sólidos sin segmentos del árbol del generador en lugar de los conmutadores, y las bobinas de campo se excitan mediante una fuente externa de corriente continua más que con el generador en sí. Los generadores de corriente alterna de baja velocidad se fabrican con hasta 100 polos, para mejorar su eficiencia y para lograr con más facilidad la frecuencia deseada. Los alternadores accionados por turbinas de alta velocidad, sin embargo, son a menudo máquinas de dos polos. La frecuencia de la corriente que suministra un generador de corriente alterna es igual a la mitad del producto del número de polos y el número de revoluciones por segundo de la armadura.

Se diseñan dos tipos básicos de motores para funcionar con corriente alterna polifásica: los motores síncronos y los motores de inducción. El motor síncrono es en esencia un alternador trifásico que funciona a la inversa. Los imanes del campo se montan sobre un rotor y se excitan mediante corriente continua, y las bobinas de la armadura están divididas en tres partes y alimentadas con corriente alterna trifásica. La variación de las tres ondas de corriente en la armadura provoca una reacción magnética variable con los polos de los imanes del campo, y hace que el campo gire a una velocidad constante, que se determina por la frecuencia de la corriente en la línea de potencia de corriente alterna.

La velocidad constante de un motor síncrono es ventajosa en ciertos aparatos. Sin embargo, no pueden utilizarse este tipo de motores en aplicaciones en las que la carga mecánica sobre el motor llega a ser muy grande, ya que si el motor reduce su velocidad cuando está bajo carga puede quedar fuera de fase con la frecuencia de la corriente y llegar a pararse.

Los motores síncronos pueden funcionar con una fuente de potencia monofásica mediante la inclusión de los elementos de circuito adecuados para conseguir un campo magnético rotatorio.

El más simple de todos los tipos de motores eléctricos es el motor de inducción de caja de ardilla que se usa con alimentación trifásica. La armadura de este tipo de motor consiste en tres bobinas fijas y es similar a la del motor síncrono. El elemento rotatorio consiste en un núcleo, en el que se incluyen una serie de conductores de gran capacidad colocados en círculo alrededor del árbol y paralelos a él. Cuando no tienen núcleo, los conductores del rotor se parecen en su forma a las jaulas cilíndricas que se usaban para las ardillas. El flujo de la corriente trifásica dentro de las bobinas de la armadura fija genera un campo magnético rotatorio, y éste induce una corriente en los conductores de la jaula. La reacción magnética entre el campo rotatorio y los conductores del rotor que transportan la corriente hace que éste gire. Si el rotor da vueltas exactamente a la misma velocidad que el campo magnético, no habrá en él corrientes inducidas, y, por tanto, el rotor no debería girar a una velocidad síncrona. En funcionamiento, la velocidad de rotación del rotor y la del campo difieren entre sí de un 2 a un 5%. Esta diferencia de velocidad se conoce como caída.

Los motores con rotores del tipo jaula de ardilla se pueden usar con corriente alterna monofásica utilizando varios dispositivos de inductancia y capacitancia, que alteren las características del voltaje monofásico y lo hagan parecido al bifásico.

Este tipo de motores se denominan motores multifásicos o motores de condensador (o de capacidad), según los dispositivos que usen. Los motores de jaula de ardilla monofásicos no tienen un par de arranque grande, y se utilizan

motores de repulsión-inducción para las aplicaciones en las que se requiere el par. Este tipo de motores pueden ser multifásicos o de condensador, pero disponen de un interruptor manual o automático que permite que fluya la corriente entre las escobillas del conmutador cuando se arranca el motor, y los circuitos cortos de todos los segmentos del conmutador, después de que el motor alcance una velocidad crítica.

Los motores de repulsión-inducción se denominan así debido a que su par de arranque depende de la repulsión entre el rotor y el estator, y su par, mientras está en funcionamiento, depende de la inducción.

Los motores de baterías en serie con conmutadores, que funcionan tanto con corriente continua como con corriente alterna, se denominan motores universales. Éstos se fabrican en tamaños pequeños y se utilizan en aparatos domésticos.

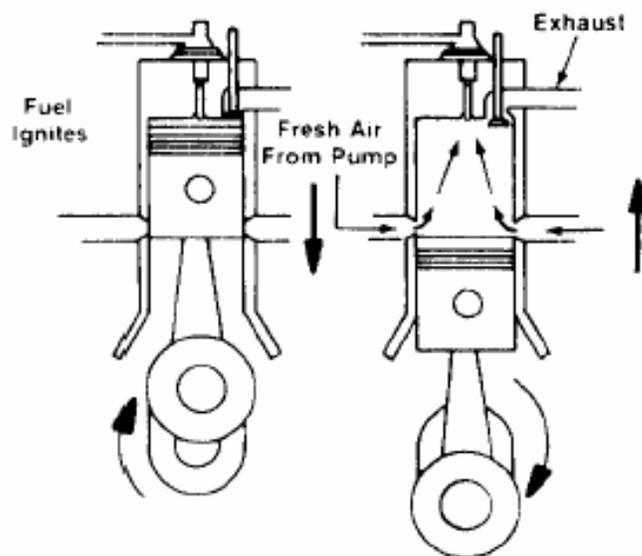
1.2.3.1 Generadores con motor diesel

1.2.3.1.1 Principios

El motor diesel es un motor en el cual el cilindro se carga con aire, el cual es luego comprimido hasta que está lo suficientemente caliente para encender el combustible inyectado en la cámara de combustión. El combustible es encendido por el aire caliente, y los gases expandidos dirigen al pistón hacia abajo sobre la energía de la carrera. Las proporciones de compresión de los motores diesel cubren un rango aproximado que va desde 12:1 hasta 23:1.

Los tipos de motor caen en dos categorías: Ciclos de 2 Carreras y Ciclos de 4 Carreras. La disposición típica de los motores de ciclos de 2 Carreras se muestra en la figura siguiente.

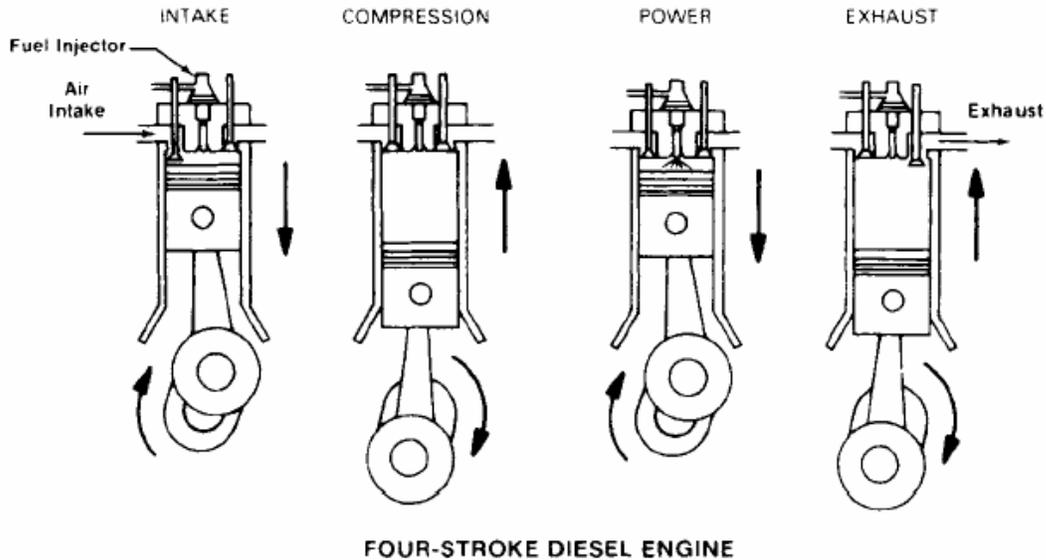
Figura 8. Motor Diesel de 2 Carreras



Fuente: Standard Handbook of Plant Engineering, Waukesha Engine Division, McGraw-Hill, 2004

Una disposición típica de un motor de ciclos de 4 carreras se muestra en la figura siguiente.

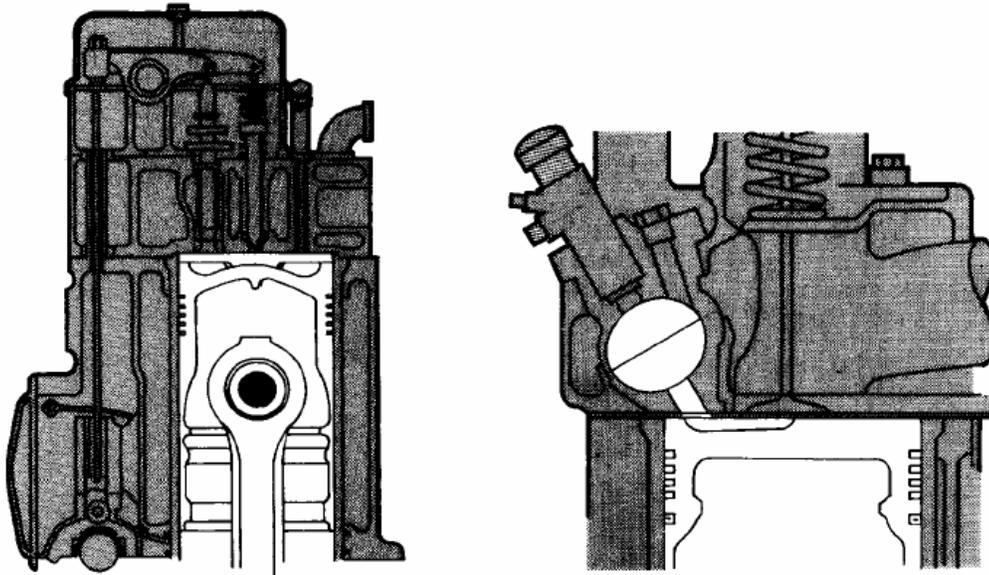
Figura 9. Motor diesel de 4 carreras



Fuente: Standard Handbook of Plant Engineering, Waukesha Engine Division, McGraw-Hill, 2004

Hay muchos tipos de diseños de cámara de combustión que los fabricantes utilizan para mezclar el combustible y el aire. Hay ventajas atribuidas a cada tipo. Estos pueden ser economía de combustible, habilidad para habilitar sistemas de combustible más simple, de amplia cobertura de rangos de velocidad, o minimización de presión de encendido. Estos sistemas generalmente caen en la categoría de cámara abierta o cámara dividida (fig. 10).

Figura 10. Cámara de combustión abierta & Cámara de combustión cerrada



Fuente: Standard Handbook of Plant Engineering, Waukesha Engine Division, McGraw-Hill, 2004

El diseño de cámara abierta tiene la ventaja de tener encendido fácil y menos calor expulsado al sistema de enfriamiento, pero tiene demandas mas grandes en el sistema de inyección. Los motores de cámara dividida pueden operar con un equipo de inyección menos sofisticado ya que la mezcla de combustible y aire es ayudado por un movimiento de aire mas rápido. Puede alcanzarse una mejor economía de combustible con un diseño de cámara abierta, mientras que una cámara dividida permite emisiones mas bajas.

Los motores son con frecuencia turbocargados para aumentar los caballos de fuerza tomados de un motor de desplazamiento dado. El motor turbocargado utiliza un poco de la energía y velocidad del calor desperdiciado

del gas de escape del motor para accionar una turbina conectada a un compresor centrífugo de alta velocidad. Una cantidad de potencia dada puede ser más que duplicada, siempre y cuando los componentes del motor sean lo suficientemente resistentes para soportar las presiones más altas del cilindro.

Los motores altamente turbo-cargados tienen un medio de reducción de temperatura del aire después de que el aire sale del compresor por medio de un enfriador aire-aire o un enfriador aire-agua. Estos dispositivos son conocidos como enfriadores de aire cargados, post-refrigerados, o enfriadores intermedios.

1.2.3.1.2 Características de funcionamiento

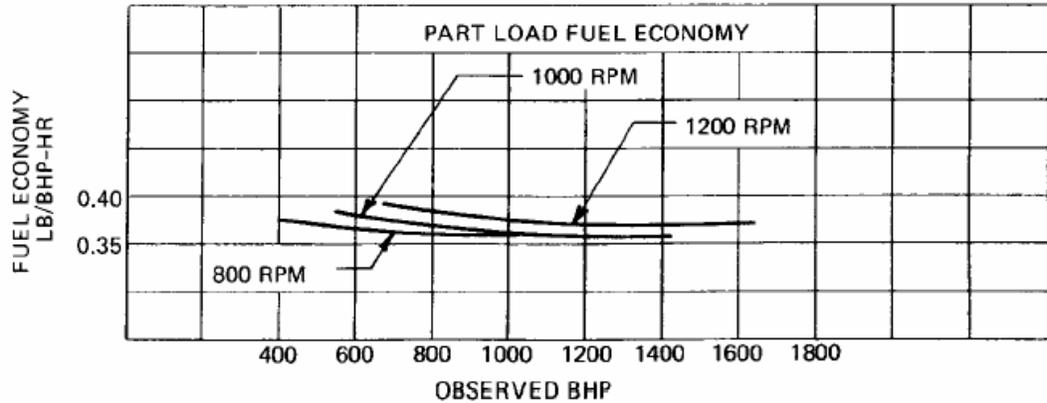
El funcionamiento de un motor a diesel es afectado por la temperatura del aire, presión del aire y humedad. Se emplean factores de corrección para asegurar que la potencia especificada toma en cuenta las pérdidas esperadas condiciones de altitud o temperatura del lugar.

1.2.3.1.3 Combustibles

Los motores a diesel pueden ser diseñados para utilizar una amplia variedad de combustibles; sin embargo, si se utiliza otro combustible que no sea diesel de grado 1 ó 2, debe consultarse al fabricante. Combustible JET A puede utilizarse en motores a diesel si este tiene un mínimo de 40 octanos.

Los niveles de consumo de combustible de los motores a diesel se especifican generalmente como consumo de combustible específica del freno y sus unidades son en lbs/hp hora (Libras por potencia específica-hora), gramos por caballos de fuerza del freno hora, o gramos por kilovatio hora. (Ver fig. 11)

Figura 11. Rangos de consumo de combustible para le motor diesel



Fuente: Standard Handbook of Plant Engineering, Waukesha Engine Division, McGraw-Hill, 2004

1.2.3.1.4 Especificaciones del aceite combustible diesel

Es importante que el combustible que se compra para utilizar en un motor este lo más limpio y libre de agua como sea posible. La suciedad en el combustible puede taponar las boquillas del inyector y arruinar las partes precisas finales de la maquina del sistema. El agua en el combustible acelerará la corrosión de estas piezas. Los proveedores de combustible de renombre venden combustible limpio, libre de humedad. La mayoría de la suciedad y agua en el combustible se introduce por el manejo descuidado, filtración inadecuada, tuberías o tanques de almacenamientos sucios y cubiertas de tanques mal ajustadas.

Existen requerimientos en la composición del combustible que deben cumplirse cuando se compre combustible diesel.

La tabla I enumera las propiedades de combustible para el diesel No. 2 y sus límites. Las definiciones de las propiedades más críticas se encuentran a continuación.

Tabla I. Carta de recomendaciones para Combustibles-Aceite

Fuel-oil physical properties	Limits	ASTM test method
Fuel grade	Diesel no. 2	
API gravity	30 min	D 287
Cetane number	40 min*	D 613
Sulfur, %	0.7 max	D 129
SSU viscosity, at 100°F (37.7°C)	30–50	D 88
Water and sediment, %	0.1	D 96
Pour point, min	10°F (5.5°C)	D 97
	below ambient air	
Carbon residue	0.25%	D 189
Ash, % max.	0.02	D 482
Aklali or mineral acid	Neutral (pH 7)	D 974
Distillation point		D 158
10% min	450°F (232°C)	
50%	475–550°F (246–288°C)	
90% max	675°F (357°C)	
End point max	725°F (385°C)	
Cloud point	†	D 97

- **Para unidades de encendido automático, es recomendado un combustible con mínimo de 50 cetano.**
- **† El punto de opacidad no debe de ser mas de 10°F (5.5°C) sobre el punto de fluidez.**

Fuente: Standard Handbook of Plant Engineering, Waukesha Engine Division, McGraw-Hill, 2004

1.2.3.1.5 Propiedades del combustible diesel

Los motores a diesel poseen estas propiedades físicas:

- Gravedad API: La gravedad específica o densidad en libras por galón.
- Ceniza: El residuo mineral que contiene el combustible. Un contenido alto de ceniza produce la formación excesiva de óxido en el cilindro y/o inyector.
- Número de Cetano: Capacidad de ignición del combustible. Mientras más bajo sea el número de cetano, más difícil será encender y accionar el motor. Los combustibles con cetano bajo se encienden después y se queman más lentamente. La detonación explosiva puede ser causada por tener un exceso de combustible en la cámara al momento de la ignición.
- Punto de opacidad o fluidez: El punto de fluidez es la temperatura a la cual el combustible no fluye. El punto de opacidad es la temperatura a la cual los cristales de cera se separan del combustible. El punto de opacidad no debe ser mayor de 10° F (5.5° C) arriba del punto de fluidez para que los cristales de cera no se separen del combustible y no se introduzcan en el sistema de filtración. El punto de opacidad también debe estar por lo menos 10° F (5.5°C) por debajo de la temperatura ambiente para permitir que el combustible se mueva a través de las tuberías.

- Punto de destilación: Temperatura a la cual ciertas porciones del combustible se evaporan. El punto de destilación variará con el grado de combustible utilizado.
- Sulfuro: Cantidad de residuo de sulfuro en el combustible. El sulfuro se combina tanto con la humedad del combustible como con el vapor de agua que se forma durante la combustión para formar ácido sulfúrico. Este ácido puede corroer fácilmente las piezas del motor. Mientras más bajo sea el contenido de sulfuro del combustible, mejor.
- Viscosidad: Influencia el tamaño de las gotas atomizadas durante la inyección. Una viscosidad inapropiada dará como resultado detonación, pérdida de potencia, humo excesivo, y desgaste innecesario en el sistema de inyección.

1.2.3.1.6 Tanques de combustible

La mayoría de instalaciones de motores diesel utilizan un sistema de dos tanques, con un tanque de almacenamiento y un tanque de suministro.

Un tanque de suministro está diseñado para mantener una provisión limpia de combustible cerca del motor y para proporcionar una provisión inmediata de combustible cuando se enciende el motor.

Al colocar el tanque de suministro cerca del motor, la bomba de transferencia de combustible será capaz de llevar el combustible mas fácilmente, sin tener que desarrollar presiones altas de succión.

El tamaño de un tanque de suministro es lo suficientemente grande como para mantener suficiente combustible para varias horas de operación o lo que las leyes locales contra incendios permitan. Generalmente se instala un tanque de estándar comercial de 275 gls. (1000 lts.) a nivel o sobre el nivel del piso.

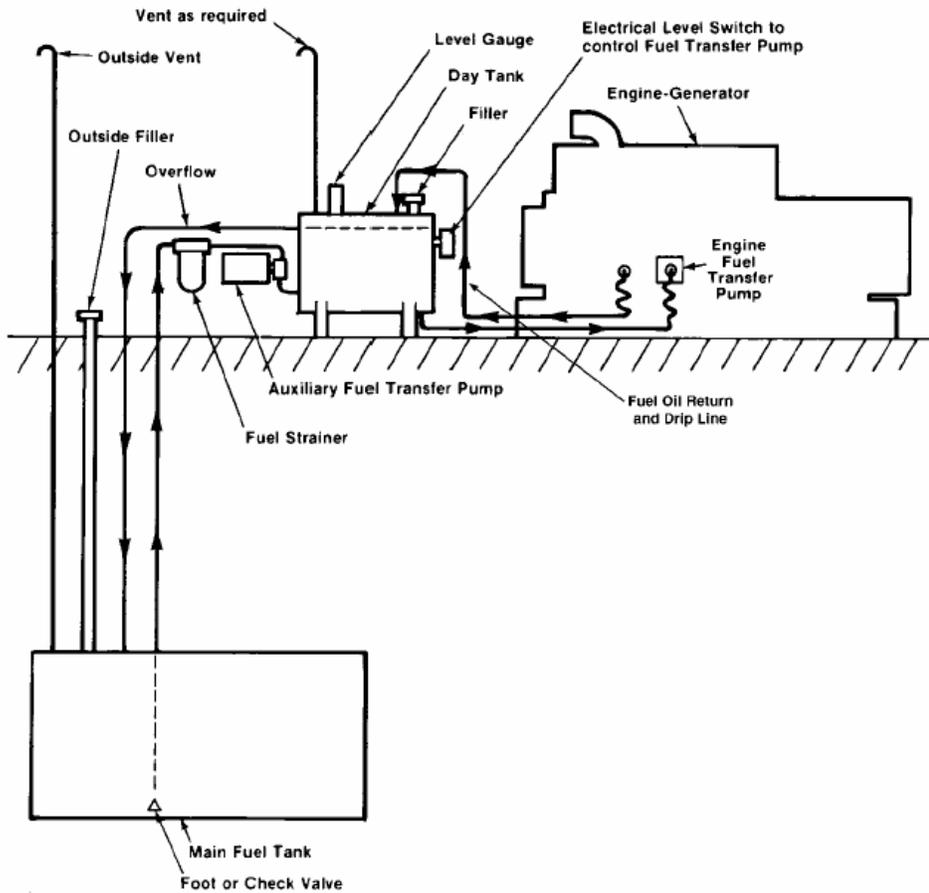
Si el tanque de suministro se posiciona arriba del nivel de la bomba de transferencia de combustible del motor, el flujo del combustible mantendrá una presión constante en la entrada de la bomba de transferencia de combustible.

Un interruptor positivo debe agregarse justo sobre el tanque de suministro siempre que el tanque se encuentre arriba del nivel de la bomba de inyección de combustible.

Si el tanque de suministro esta montado en una estructura que este sujeta a vibración, debe agregarse un conector flexible entre el tanque y la tubería del combustible. (De hecho, se recomiendan conexiones flexibles entre un motor y cualquier sistema de apoyo o de soporte, ya sea que involucre combustible, aire, agua, o aceite.)

El peso tanto del tanque como del combustible debe ser considerado cuando se diseñan y se monta el tanque.

Figura 12. Típico sistema combustible-aceite diesel



Fuente: Standard Handbook of Plant Engineering, Waukesha Engine Division, McGraw-Hill, 2004

Deben utilizarse tanques esféricos o cilíndricos para añadir resistencia. Evitar los tanques cuadrados. Los tanques de almacenamiento principal son generalmente grandes para almacenar una provisión de combustible para 10 días (Las leyes locales pueden dictaminar los tamaños del tanque).

Si el despacho de combustible es incierto debido al clima, tráfico, o cualquier otra razón, el tamaño del tanque debe de aumentarse.

La ubicación del tanque de almacenamiento principal es influenciada por el método de despacho. Si un camión despacha el combustible, el tanque y la abertura de llenado deben estar cerca de la carretera. Los tanques siempre deben estar ubicados de manera que se minimicen la longitud de las tuberías de combustible.

1.2.3.2 Generadores a Gas

Los motores a gas pueden ser de dos-ciclos o cuatro-ciclos y cualquiera de los dos naturalmente aspirados, turbo-cargado o enfriado intermedio (post-refrigerado). Los motores a gas pueden ser estequiométricos (proporción aire-combustible de aproximadamente 16:1, o gran poder calorífico) o poca combustión (proporción aire-combustible de aproximadamente 30:1, o poco calor calorífico). El combustible puede ser introducido entre la entrada de aire por un carburador o inyectado entre el puerto de entrada solamente antes que la válvula se cierre o directamente entre la cámara de combustión.

La cámara de combustión puede ser del tipo abierta o del tipo dividida (ver sección en motores a diesel).

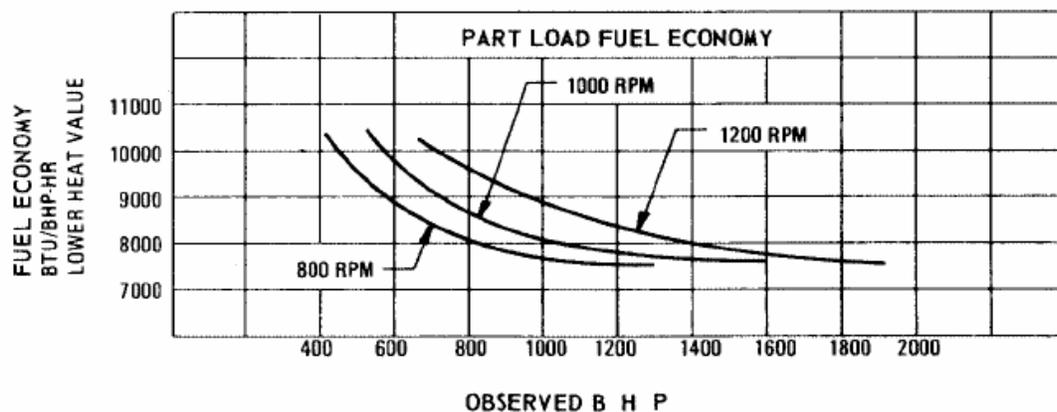
1.2.3.2.1 Características de Funcionamiento

Al igual que el funcionamiento de los generadores a diesel, el funcionamiento de los motores a gas es afectado por la temperatura del aire, presión del aire, y humedad. Factores de corrección son usados para asegurar que la potencia especificada tomará en cuenta las perdidas por las condiciones

de altitud y temperatura anticipándose al sitio. Las proporciones asociadas mencionadas anteriormente, en la parte de funcionamiento de motores a diesel, proveen métodos de corrección de potencia en motores de ignición a chispa.

El consumo de combustible de un motor a gas usualmente es expresado en unidades térmicas inglesas por caballos de fuerza (potencia efectiva) (kilocalorías por caballos de fuerza métricos). Ver figura 13.

Figura 13. Rangos de consumo de combustible para motores a gas



Fuente: Standard Handbook of Plant Engineering, Waukesha Engine Division, McGraw-Hill, 2004

1.2.3.2.2 Combustibles

Un motor a gas puede ser ajustado para aceptar una variedad de combustibles. Entre estos están:

1. Gas natural calidad-tubería

2. Gas extraído de aguas cloacales de plantas de tratamiento
3. Metano de terrenos sanitarios (terrenos de gas)
4. HD-5 gas propano y LP
5. Gas Pirolítico de fuentes de hidrocarburo
6. Campos de gas (gas de cabeza de pozo)

El número de octanos para varios combustibles gaseosos disponibles para motores a gas pueden ser calculados de sus componentes conocidos. El calor de combustión de un motor puede ser también obtenido con un calorímetro expresado como LHV (lower heating value).

1.2.3.2.3 Sistema del combustible

El motor a gas puede ser naturalmente aspirado o turbo-cargado. Desde que la presión del manifold del motor turbo-cargado puede ser tan alta como 23 psig (160 kPa), la presión del suministro de gas natural podría estar entre 30-50 psig (200 a 350 kPa) de rango a manera de tener el motor operando apropiadamente. A la inversa, el suministro de gas del motor naturalmente aspirado puede estar a una presión tan baja como 0.5 psig (3.5 kPa) [pero se prefiere normalmente entre 5 a 10 psig (3.5 a 7 kPa)] desde que el manifold del motor opera a presiones atmosféricas o menos. Motores turbo-cargados del tipo carburador aspirado están ahora disponibles para operaciones en presiones a gas tan bajas como 0.5 psig (3.5 kPa). Estos están diseñados con carburadores especiales localizados en el lado de entrada del compresor del turbo-cargador.

El regulador de presión de gas sirve para reducir el suministro de presiones demandadas por la entrada del carburador del motor, usualmente esta montado sobre el motor. La experiencia ha probado que es mejor tener un regulador por carburador (en motores a carburador-dual), montados tan cerca

del carburador como sea posible. Esto minimiza las caídas en la línea eléctrica y la inestabilidad del gobernador.

El número y tipos de interruptores de gas y sensores de presión están determinados por códigos de seguridad aplicables y requerimientos de circuitos de control. Un interruptor baja-presión-gas esta comúnmente especificado.

2. INTRODUCCIÓN AL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL

2.1. El petróleo

El petróleo es un compuesto químico compuesto por hidrocarburos, y por pequeñas proporciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. Se presenta de forma natural en depósitos de roca sedimentaria y en lugares donde hubo mar.

2.1.1. Definición

El nombre de petróleo etimológicamente significa aceite de piedra, ya que tiene la textura de un aceite y se encuentra en yacimientos de roca sedimentaria.

La formación del petróleo depende de diversos factores entre ellos la ausencia de aire, restos de plantas y animales, altas temperaturas, acciones bacterianas, este hecho hace que su presencia sea muy variable: líquido, dentro de rocas porosas y entre los huecos de las piedras; volátil, es decir, un líquido que se vuelve gas al contacto con el aire; y semisólido, con textura de ceras. En definitiva el petróleo, de por sí, es un líquido y se encuentra mezclado con gases y con agua.

El petróleo es un fluido algo espeso cuyo color varía bastante, así como su composición. A veces se presenta amarillo, otras verde, y otras casi negro. Generalmente tiene un olor muy desagradable y su densidad está comprendida

entre 800 y 950 Kg. /m³. Su composición es muy variante, contiene un 84-88% de carbón y entre el 11,5 y el 14% del resto de componentes e hidrógeno.

2.1.1.1. Derivados del petróleo

Se considera petróleo crudo al petróleo en su estado natural, cuando aún contiene gas y no ha sufrido ningún tipo de tratamiento, tal y como se ha descrito en su definición. Este tipo de petróleo no es directamente utilizable, salvo raras veces como combustible.

El petróleo se somete a diversos procesos o tratamiento para obtener sus diversos subproductos, donde resultan productos acabados y las materias químicas más diversas. Este conjunto de procesos recibe el nombre refino o refinación. Este proceso se inicia con la destilación a presión atmosférica en la que se separan los componentes de la mezcla. Esta operación se realiza en un cilindro de más de 50m de altura en el cual se introduce el petróleo, que previamente ha sido calentado hasta 400°C. El petróleo crudo va entrando continuamente y van saliendo los diferentes productos destilados según sus puntos de ebullición.

A continuación los compuestos obtenidos son refinados nuevamente en otras unidades de proceso donde se modifica su composición molecular o se eliminan los compuestos no deseados, como puede ser el azufre.

Por lo tanto, mediante la destilación del petróleo se obtienen progresivamente todos aquellos compuestos de temperatura de ebullición parecidos y que tienen características también parecidas.

- Gases: metano, etano, propano y butano. Al propano y al butano también se denomina gases licuados del petróleo o GLP.
- Éter de petróleo: contiene principalmente pentanos y hexanos, consiste en una fracción volátil.
- Gasolinas y naftas: mezclas formadas por hidrocarburos de cuatro a doce átomos de carbono.
- Queroseno: se usa como combustibles en algunos motores, como el de los aviones. Es una fracción del petróleo formada por una cadena de doce a dieciséis carbonos.
- Gasoil: compuesto formado por cadenas de quince a dieciocho carbonos. Se utiliza para motores diesel y de calefacción.
- Fuegoils residuales: productos pesados obtenidos de los residuos de la destilación atmosférica. Se usan en grandes instalaciones como son las centrales térmicas.
- Aceites lubricantes: fracción que contiene entre 16 y 30 carbonos, cuyas propiedades lo hacen muy útil como lubricante en el mundo de la mecánica.
- Residuos sólidos: ceras minerales, productos farmacéuticos, alquitranes, betunes y plásticos para centenares de aplicaciones útiles.

En la siguiente tabla se muestran aproximadamente las diferentes temperaturas de ebullición a las que destilan los diferentes derivados del petróleo.

Tabla II. Temperaturas de ebullición de los diferentes derivados del petróleo.

Cantidad (% Volumen)	Punto de ebullición (°C)	Átomos de carbono	Productos
1-2	<30	1-4	gas natural, metano, butano, gas licuado
15-30	30-200	4-12	Eter de petróleo, nafta, ligroína, gasolina cruda
5-20	150-300	12-15	queroseno
10-40	300-400	15-25	gas-oil, fuel-oil, aceites lubricantes, ceras, asfaltos
8-69	>400	>25	aceite residual, parafinas, breas

Fuente: Khol, Arthur L. Riesenfeld. "Gas Purification". (USA: Editorial Gula Publishing Company, 5ta edición, 2000) p. 115

2.1.2. El Petróleo en Guatemala

Actualmente están operando solamente 4 empresas, Petro Energy, S.A., Perenco Guatemala Ltd., Quetzal Energy, S.A., Compañía Petrolera del atlántico, S.A., ubicadas mayormente en el área de norte de Alta Verapaz y norte de Petén.

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 de aproximadamente 15,000 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 del departamento de Alta Verapaz y de Xan, en el norte de Petén, ambos se interceptan en la estación de bombeo Raxruhá 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.

2.2. Gas natural

El gas natural extraído de los yacimientos, es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire. Procede de la descomposición de los sedimentos de materia orgánica atrapada entre estratos rocosos y es una mezcla de hidrocarburos ligeros en la que el metano (CH₄) se encuentra en grandes proporciones, acompañado de otros hidrocarburos y gases cuya concentración depende de la localización del yacimiento.

El gas natural es una energía eficaz, rentable y limpia, y por sus precios competitivos y su eficiencia como combustible, permite alcanzar considerables economías a sus utilizadores. Por ser el combustible más limpio de origen fósil, contribuye decisivamente en la lucha contra la contaminación atmosférica, y es una alternativa energética que destacará en el siglo XXI por su creciente participación en los mercados mundiales de la energía.

2.2.1. Definición

El gas natural es la fuente de energía fósil que ha evolucionado más desde los años 70, la cual actualmente representa la quinta parte del consumo energético mundial.

Se conoce al término de gas natural a las mezclas de gases combustibles, hidrocarburos o no, que se encuentran en el subsuelo, aunque se puedan considerar como gases naturales todos aquellos que se encuentren

de forma natural en la Tierra, desde los constituyentes del aire hasta las emanaciones gaseosas de los volcanes.

El gas natural es la mezcla de hidrocarburos gaseosos en la que predomina fundamentalmente el metano (en proporción superior al 80%), que se encuentra en la naturaleza en yacimientos subterráneos, bien solo o bien compartiendo los mismos con petróleo.

2.2.1.1. Composición

El gas natural es el primer miembro de la familia de los alcanos que en condiciones atmosféricas se presenta en forma gaseosa. Su composición, que varía en función de la procedencia del yacimiento, nunca es constante. Así pues, los valores de la composición y las propiedades del mismo, serán una media de los gases naturales escogidos.

El gas natural puede ser “húmedo”, en caso de contener hidrocarburos líquidos en suspensión, o seco, si no los contiene. Es una mezcla de hidrocarburos ligeros, tal y como ya se ha dicho, compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. También se encuentran otros componentes como el CO₂, el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno.

Por lo tanto, el gas natural posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH₄).

La importancia del gas natural como carburante radica en la proporción de metano que contiene y en los demás hidrocarburos superiores, ya que le confieren su carácter combustible. Los demás componentes son elementos

inertes porque no intervienen en la combustión, como el N₂ y el CO₂, o son perjudiciales, como el SH₂, y es necesario eliminarlos.

Tabla III. Composiciones del Gas Natural

COMPOSICIÓN (%)		TIPO 1	TIPO 2	MEDIA
Metano	CH ₄	85,2	91,4	88,3
Etano	C ₂ H ₆	13,6	7,2	10,4
Hidrocarburos superiores		0,4	0,8	0,6
Nitrógeno	N ₂	0,8	0,6	0,7

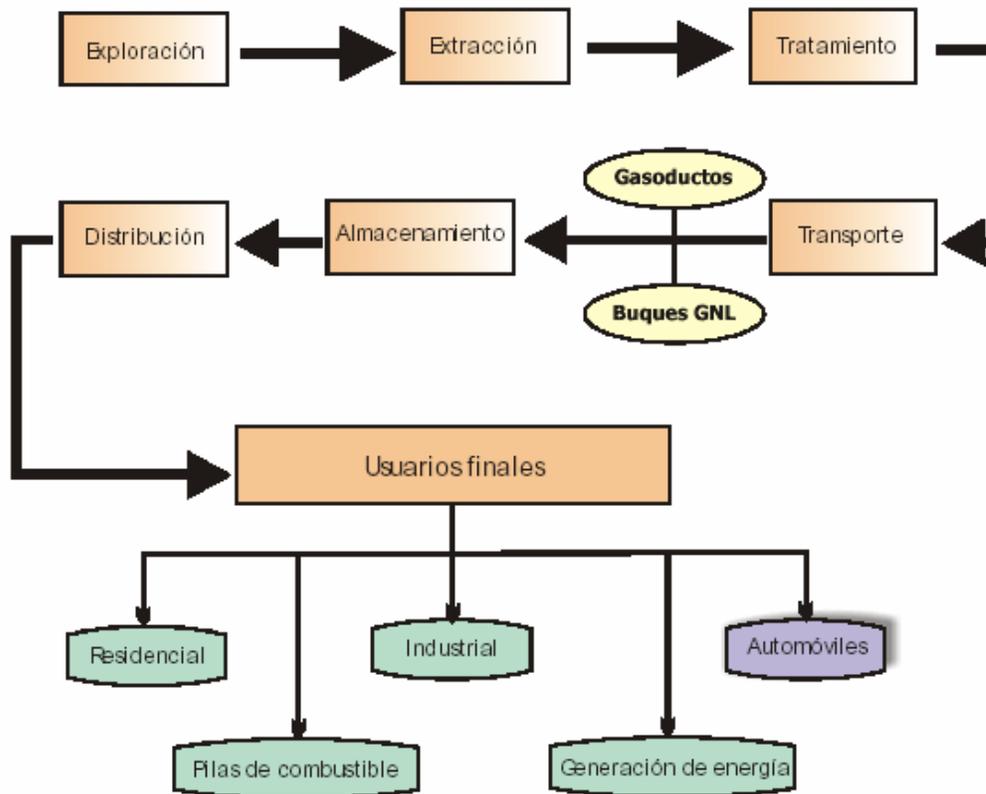
Nota: para efectos de cálculo se supone un contenido en metano del 90% en volumen.

Fuente: Khol, Arthur L. Riesenfeld. "Gas Purification". (USA: Editorial Gula Publishing Company, 5ta edición, 2000) p. 123

2.2.1.2. Obtención

El gas natural se encuentra en todo el mundo, ya sea en los depósitos situados en las profundidades de la superficie terrestre, o en los océanos. Se obtiene directamente de la tierra, sin necesidad de ningún tipo de fabricación. Se encuentra en las cavidades intersticiales, donde se pueden formar grandes cantidades de gas. Por lo general, se encuentra en yacimientos de petróleo o cerca de ellos, aunque también se puede encontrar solo. Se llama gas "asociado" cuando se encuentra en presencia de petróleo bruto y "no asociado" cuando se encuentra solo. El proceso de producción del gas natural es simple y muy parecido al del petróleo. En la Figura 14 se esquematiza el recorrido del gas natural, desde su exploración hasta sus posibles aplicaciones.

Figura 14. Proceso de obtención del gas natural



Brevemente se describen las etapas anteriores:

Exploración. Se considera una etapa muy importante dentro del proceso. En ésta los geólogos analizan la composición del suelo y la comparan con muestras de otras zonas donde se ha encontrado gas natural, con el fin de

definir si se trata de una zona donde es posible encontrar gas natural. Posteriormente, se llevan a cabo análisis específicos como el estudio de la formación de rocas a nivel del suelo donde se pudieron haber formado capas de gas natural.

Extracción. El gas se extrae cavando un hueco en la roca. La perforación puede efectuarse en tierra o en mar. El equipamiento utilizado varía dependiendo de la capa del gas y de la naturaleza de la roca. En el caso de una perforación poco profunda se puede utilizar perforación de cable, y para prospecciones a mayor profundidad se utilizan plataformas de perforación rotativa (las más utilizadas en la actualidad).

Normalmente, el gas natural está bajo presión y sale de un pozo sin intervención externa, sin embargo a veces es necesario utilizar bombas u otros métodos más complicados para obtener gas de la tierra.

Tratamiento. El tratamiento del gas natural implica el reagrupamiento, acondicionamiento y refinado del gas natural bruto, con el fin de transformarlo en energía útil para diferentes aplicaciones. Primero se hace una extracción de los elementos líquidos del gas natural y después de una separación entre los diferentes elementos que componen los líquidos. Una vez finalizado el proceso de tratamiento de gas natural, éste se transporta por gasoductos o buques hasta la planta de depurado y transformación para ser conducido después hacia una red de gas o a las zonas de almacenamiento.

2.2.1.3. Propiedades

El gas natural no es ni corrosivo ni tóxico, tiene una temperatura de combustión elevada, además de tener un estrecho intervalo inflamabilidad, lo que hace del gas natural un combustible fósil seguro, en comparación con otras fuentes de energía.

El Gas Natural en su estado natural no tiene ni olor ni color, es insípido, sin ninguna forma particular y es más ligero que el aire. Se presenta en forma gaseosa a una temperatura superior a los -161°C .

La densidad relativa del gas natural en promedio es de 0.60 (inferior a la del aire), por lo que hace que tenga tendencia a elevarse y pudiendo, consecuentemente, desaparecer fácilmente del sitio donde se encuentra por cualquier grieta.

2.2.1.4. Transporte y almacenamiento

Uno de los elementos necesarios para la utilización del gas natural en vehículos es la incorporación de depósitos y estaciones especiales de recarga de gas natural. El gas natural en automoción puede ser utilizado en forma de gas natural comprimido o de gas natural licuado:

- El gas natural comprimido (GNC) es una forma de almacenar el gas natural en vehículos que han de ser equipados en depósitos los cuales han de soportar presiones de 200 bares. La autonomía que se consigue es un poco inferior a los combustibles líquidos y se debe tener en cuenta el aumento de peso que suponen los cilindros donde va almacenado, normalmente en la parte trasera, en el chasis o en el techo del vehículo.

Las estaciones de carga están formadas por equipos de compresión además de unos aparatos suministradores o surtidores.

- El gas natural licuado (GNL) es una forma de almacenar el gas natural en vehículos que no requiere depósitos preparados para soportar altas presiones, ya que la presión máxima es de 10 bares, pero si que necesitan aislamiento térmico para reducir la vaporización del GNL. De esta manera se consigue una autonomía más grande, ya que tiene una densidad superior que el GNC a 200 bar.

Para posibilitar el transporte, mediante buques metaneros, el gas sufre previamente un proceso de licuefacción para maximizar la masa de gas transportada en los buques metaneros, y posteriormente, ya en destino, se somete nuevamente a regasificación (cambio de fase líquido-gas). Estos procesos producen un aumento del consumo de energía global siendo esto causa de repercusión medioambiental.

El GNL tiene un almacenamiento criogénico y es a partir de estaciones satélites recargadas desde cisternas como se carga en el vehículo. Si bien la densidad del GNL es mayor que la del GNC, el primero requiere de un sistema de venteo de gas a la atmósfera para compensar las pérdidas térmicas del sistema de almacenamiento.

3. SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A GAS NATURAL

3.1. Cogeneración

Cogeneración es la producción secuencial de energía eléctrica o mecánica, y calor útil a partir del mismo combustible. Los sistemas de cogeneración a partir de gas natural empleando turbinas a gas, plantas de ciclo combinado y motores reciprocantes son responsables de más de la mitad de la potencia en cogeneración.

Los sistemas de turbinas a vapor a partir del gas natural o combustibles sólidos son responsables del resto de la capacidad en cogeneración. La principal ventaja es la alta eficiencia térmica y las bajas emisiones comparadas con los sistemas independientes de generación de electricidad y calor. La eficiencia de combustible de una unidad de cogeneración puede ser superior a 80% comparada con la eficiencia de generación solamente eléctrica del orden de 35%.

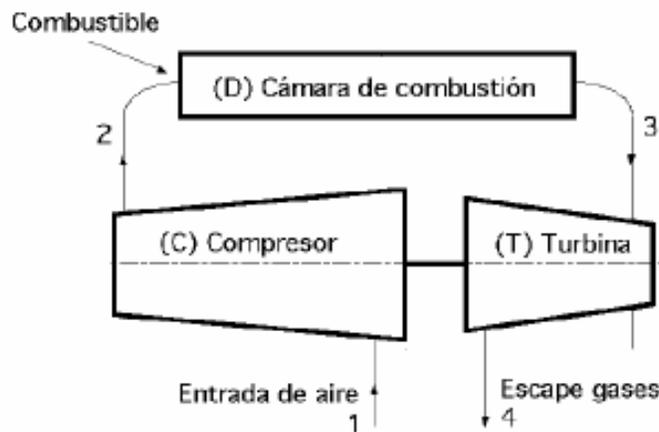
3.2. Características de un sistema de generación de electricidad a gas natural

Luego de mencionar 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.

3.2.1. Sistema de ciclo simple

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

Figura 15. Sistema de ciclo simple con turbinas a gas natural



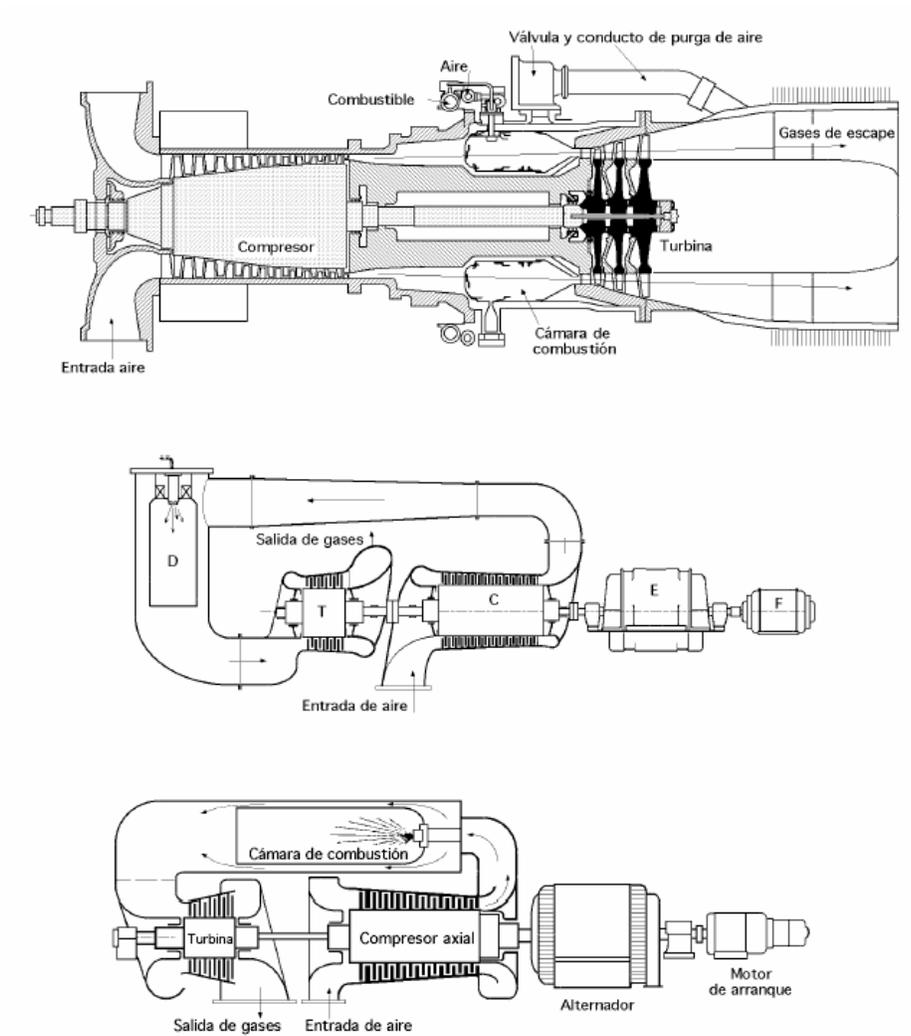
3.2.1.1. Componentes

En estas máquinas rotativas, el aire aspirado a la presión atmosférica, se comprime mediante un compresor C, elevando su temperatura, y es conducido a la cámara de combustión D, donde se inyecta el combustible que arde en forma continuada y suave; los gases calientes de la combustión se expansionan en los alabes de la turbina, desarrollando un trabajo útil y salen a la atmósfera a través del escape; la turbina, una vez en marcha, acciona el compresor; el ciclo desarrollado se conoce como ciclo Brayton; tanto la compresión como la expansión se realizan en una sola etapa. Los gases que se expansionan en la turbina, todavía calientes en el escape, se pueden aprovechar para producir

vapor de agua en una caldera, y utilizarlo posteriormente en una turbina de vapor.

Si los gases de escape se hacen llegar a una tobera de descarga, la turbina de gas se convierte en una máquina de chorro.

Figura 16. Esquemas del ciclo de una turbina de gas de combustión (ciclo Brayton)



Fuente: Standard Handbook of Plant Engineering, Engine Division, McGraw-Hill, 2004

3.2.2. Sistema de ciclo combinado

Un ciclo combinado es la infraestructura de generación de energía que mejor combina la eficiencia y el respeto medioambiental gracias al uso del gas natural, gas limpio como combustible.

Consiste en un grupo turbina de gas generador, una caldera de recuperación de calor y un grupo turbina a vapor generador, formando un sistema que permite producir electricidad.

El proceso de generación de energía eléctrica en una planta de ciclo combinado comienza con la aspiración de aire desde el exterior siendo conducido al compresor de la turbina de gas a través de un filtro. El aire es comprimido y combinado con el combustible (gas natural) en una cámara donde se realiza la combustión. El resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la turbina de gas proporcionando trabajo. Un generador acoplado a la turbina de gas transforma este trabajo en energía eléctrica.

Los gases de escape que salen de la turbina de gas pasan a la caldera de recuperación de calor. En esta caldera se extrae la mayor parte del calor aún disponible en los gases de escape produciendo vapor de agua a presión para la turbina de vapor. Finalmente, los gases se devuelven a la atmósfera después de haber pasado por la chimenea.

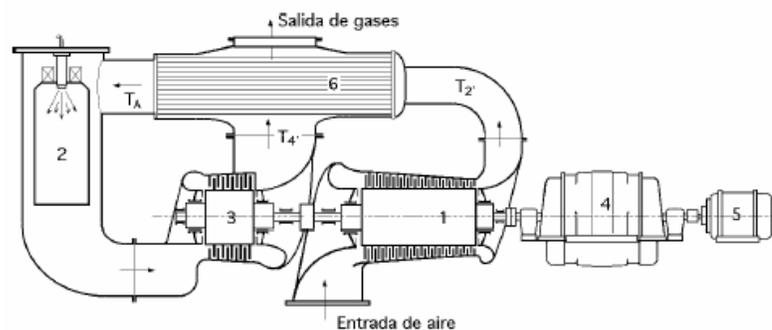
El vapor que sale de la turbina de vapor, pasa a un condensador donde se transforma en agua. Este condensador es refrigerado mediante aire o agua, el aire circula por la superficie del condensador, lo que ocasiona la disipación del calor latente contenido en el vapor a la atmósfera. Posteriormente, el agua

es bombeada a alta presión hasta la caldera de recuperación para iniciar nuevamente el ciclo.

3.2.2.1. Componentes

Una o más turbinas de gas, que proporcionan 2/3 de la potencia total de la planta. Una o más calderas de recuperación de calor. Este equipo genera vapor de agua aprovechando la energía disponible en los gases de escape de la turbina de gas, el cual se expandiona en la turbina de vapor. En este tipo de instalaciones se dispone de una caldera de recuperación por cada turbina de gas. Estación medidora y reductora de la presión del gas natural. Sistema de control basado en microprocesadores para la central. Sistema de refrigeración cuyo fin último es condensar el vapor expansionado en la turbina de vapor de forma que el agua condensada pueda ser alimentada de nuevo en la caldera de recuperación.

Figura 17. Esquema de una turbina de gas de una sola línea de ejes con regenerador de aire



1) Compresor Axial; 2) Cámara de Combustión; 3) Turbina; 4) Generador Eléctrico; 5) Motor de Arranque; 6) Recalentador de aire

Fuente: Standard Handbook of Plant Engineering, Engine Division, McGraw-Hill, 2004

3.2.3. 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 amplio 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 40-45% menor de las del carbón y un 25-30% menor de las del diesel 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 se describen las ventajas.

3.2.3.1. 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 cómo el gas natural puede sustituir a otros combustibles, la cual es otra de sus ventajas:

Tabla IV. Combustibles a los que el gas natural sustituye

Sector	Combustible a Sustituir	Aplicación / Proceso
Generación Eléctrica	Diésel Fuel Oil Carbón Bagazos	Industrias 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
Transporte	Gasolina Diésel	Buses Vehículos
Comercial	Gas propano Carbón	Aire acondicionado Cocción, preparación alimentos Agua caliente
Residencial	Carbón Leña	Sistemas de Calefacción

Fuente: Khol, Arthur L. Riesenfeld. "Gas Purification". (USA: Editorial Gula Publishing Company, 5ta 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 diesel, que es un combustible líquido, por lo tanto tiene un beneficio adicional para asuntos de mantenimiento.

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

3.2.3.2. Ventajas medioambientales

Gas natural como combustible. El gas natural es el combustible fósil más limpio de la naturaleza. Son las generadoras de energía más adecuadas para cumplir con los objetivos del Protocolo de Kyoto, que obliga a sus firmantes a reducir sus emisiones en dióxido de carbono.

Emisiones de dióxido de azufre son inapreciables debido a la utilización del gas natural como combustible. 35 % menos de consumo de combustible que una central convencional. Consumo de agua reducido frente a las centrales convencionales (1/3 de lo que consume una central de ciclo simple de fuel o carbón) debido a que la turbina de gas no precisa de refrigeración alguna y únicamente se requiere agua para el ciclo de vapor.

Una de sus mayores ventajas respecto a otros combustibles, son las bajas emisiones de material particulado, óxido de sulfuro y óxido de nitrógeno.

Tabla V. 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, Arthur L. Riesenfeld. "Gas Purification". (USA: Editorial Gula Publising Company, 5ta edición, 2000) p. 131

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 queme limpiamente.

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 diesel por centrales que utilizan gas natural es una manera efectiva de contribuir a la reducción del efecto invernadero.

3.3. Seguridad industrial en el manejo del gas natural

El propósito de los sistemas de seguridad en el manejo del gas es identificar de inmediato 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.

Básicamente la seguridad industrial 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.

3.3.1. Sistemas de protección contra gases ácidos

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 detallan más 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 de ingeniería, control de áreas de trabajo, ventilación u otros procedimientos de seguridad.

Entre las medidas de seguridad que el operador debe considerar en el momento de encontrarse en el área de trabajo 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 de revisar 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, el trabajador debe de movilizar en contra del viento o transversalmente de la fuente del aire contaminado.
- 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.

3.3.1.1. 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 Chocop, 4 pozos y Yalpemech, 1 pozo.

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, condicionamiento, 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.

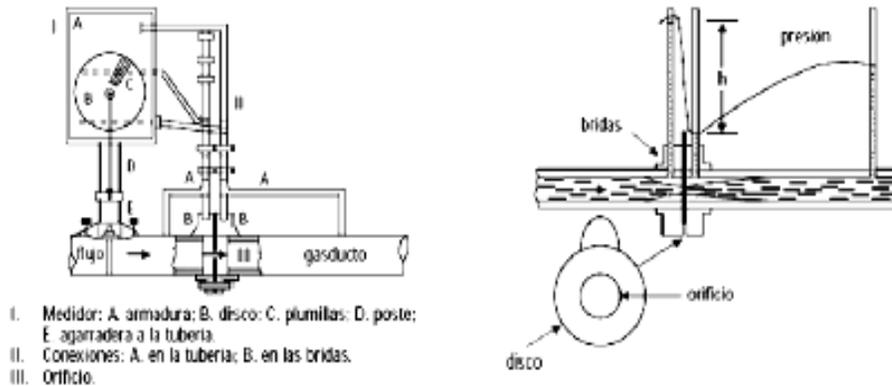
El apearse a una norma para que no haya discrepancias al considerar varios y diferentes volúmenes de gas medidos a presiones y temperaturas diferentes es muy necesario, así se evitara también la información incorrecta sobre las mediciones.

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 18. 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.

3.3.1.2. 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:

3.4. Generadores eléctricos a gas natural aplicables en pozos petroleros

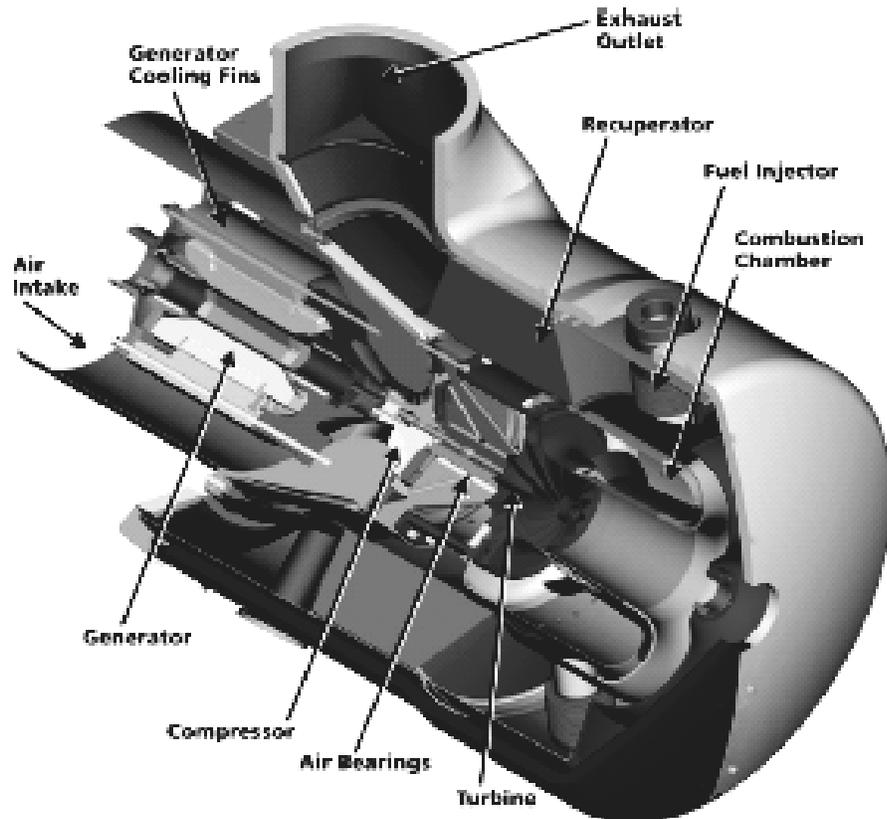
Existen generadores que como ya vimos, utilizan gas como combustible para generar energía. Ahora analizaremos un tipo de generadores que utilizan el gas natural directo de la cabeza de pozos de crudo y suministran energía a las facilidades o a su mismo motor del sistema de bombeo mecánico o sumergible.

3.5. Microturbinas

Las microturbinas son excelentes generadores de energía utilizadas en sistemas combinados de calor y energía (CHP). Su bajo mantenimiento y emisiones limpias la hacen una opción fiable para varias aplicaciones.

No hay una definición formal para una Microturbina, sin embargo las características comunes de los productos actuales son de un simple compresor radial y diseños de turbinas radiales usando un recuperador para precalentar el aire de combustión para mejorar la eficiencia. Muchos diseños utilizan un único eje sobre el cual el compresor radial, la turbina radial y el generador están acoplados. Este montaje es algunas veces llamado el “Turbo-Generador”. Las velocidades de giro son extremadamente altas, en el rango de las 45,000 a 100,000 rpm. La salida del generador es por lo tanto corriente alterna. La figura 20 ilustra una microturbina turbo-generador con recuperador de construcción anular.

Figura 19. Microturbina turbo-generador



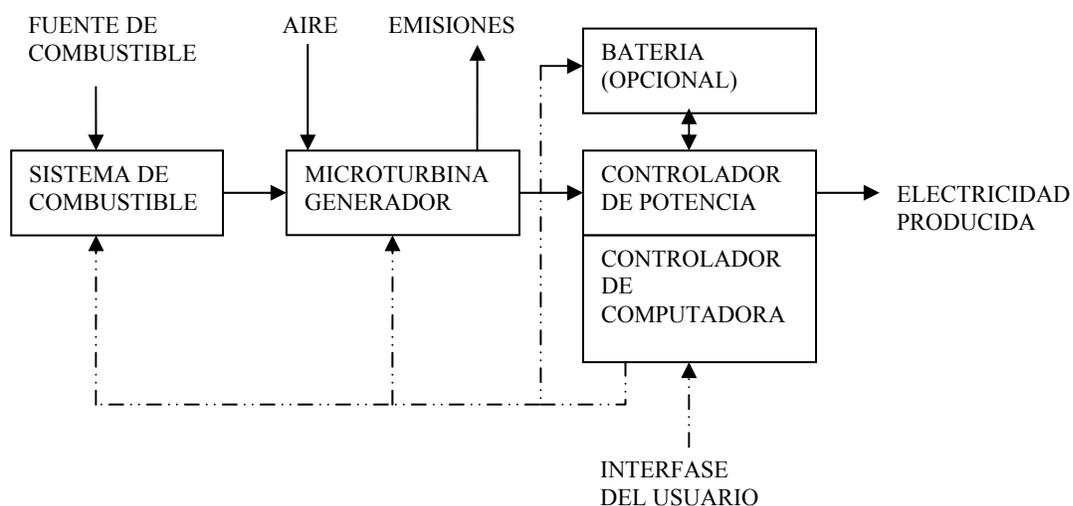
Fuente: Capstone Turbine Corporation, www.capstonemicroturbine.com

Dispositivos electrónicos son usados para rectificar esta corriente alterna a corriente directa, luego se invierte a las tres fases a 50 ó 60 Hertz de frecuencia. Transistores aislados de compuerta bipolar (IGBT's) son comúnmente usados, y la potencia electrónica de control es similar a la tecnología usada en fuentes de poder ininterrumpidas y motores de variadores de frecuencia. Computadoras integrales controlan la conversión de la energía, la operación del sistema del turbo-generador, como sea conveniente en la interfase hombre-maquina y comunicación remota. Relays de protección son

también a menudo construidos en el sistema, haciendo a las microturbinas extremadamente fácil y seguras de conectar en paralelo con una red eléctrica.

La siguiente figura provee un diagrama del sistema de control de una microturbina.

Figura 20. Sistema típico de una microturbina



Fuente: Capstone Turbine Corporation, www.capstonemicroturbine.com

Algunos fabricantes utilizan una caja de engranajes para transformar la gran velocidad producida por la turbina a una velocidad sincrónica del generador más tradicional. En este caso, la sincronización y el control de protección con

relés es hecha usando sistemas externos de control tradicional separados a la microturbina.

Las microturbinas turbo-generadoras están disponibles para operar en una variedad de combustibles; gas natural, biogas, diesel, o propano.

Una de las características de las microturbinas es que el combustible debe de ser inyectado en la cámara de combustión a una presión relativamente alta de tres o cinco atmósferas.

Cuando se usa combustibles gaseosos, este requerimiento para compresión de combustible requiere potencia significativa, la cual debe de ser considerada parte del sistema de la microturbina cuando se esta calculando la potencia de salida neta.

Muchos fabricantes ofrecen el compresor del gas natural ya sea dentro del paquete de la microturbina o directamente alimentado y automáticamente controlado por una microturbina a modo de simplificar la instalación.

Figura 21. Dos Microturbinas C65 (130kW) instaladas en un equipo de bombeo mecánico para un pozo petrolero



Fuente: Empresa ENEDIS, argentina. www.enedis.com.ar

Comúnmente el rango en potencia neta de salida para una microturbina va de 28 a 250kW. El uso estándar de los fabricantes para rangos de potencia y eficiencia eléctrica para microturbinas es a condiciones de ambiente ISO de 15° C (59° F) y al nivel del mar.

Eficiencias eléctricas están relacionadas al bajo valor de combustión del combustible (LHV), y esta típicamente en el rango de porcentaje de los medios veintes y los bajos treinta (25%-35%), dependiendo del tipo de combustible y de la carga parasita del compresor de combustible.

Como con todos los motores de ciclo Brayton, la potencia y eficiencia están ambas reducidas cuando se incrementa la temperatura ambiente, resultando en rendimientos reducidos de valores nominales de las curvas, las cuales pueden ser obtenidas por los fabricantes.

3.5.1. Mantenimiento

Las microturbinas no poseen partes que requieran cambios frecuentes de lubricantes. Algunas microturbinas incluso utilizan cojinetes de aire y enfriamiento con aire, por esa razón elimina completamente la necesidad de cambios y del uso de líquidos lubricantes y refrigerantes peligrosos. De cualquier forma, las microturbinas son similares a la mayoría de las plantas generadoras, capaces de funcionar por largos periodos a plena carga, y requerir pequeñas programaciones de mantenimiento comparado con los tradicionales motores recíprocos de tamaño similar. Esto las hace ideales para aplicaciones de potencia primaria estacionaria.

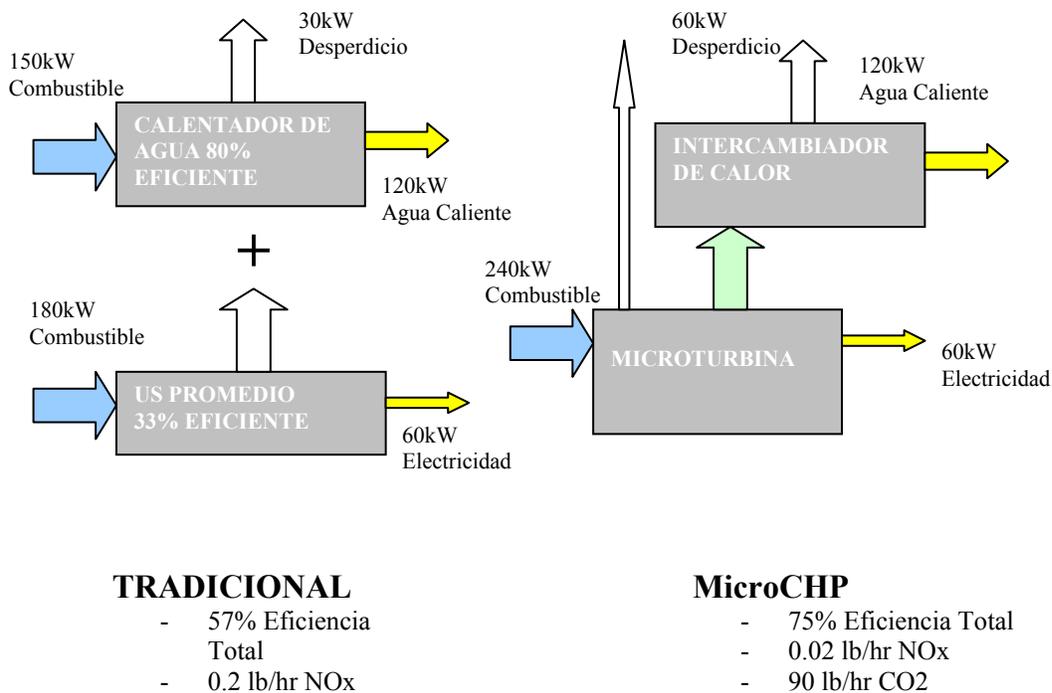
El proceso de combustión en una microturbina es de quemado continuo y limpio, similar a plantas generadoras con turbinas a gas. Los fabricantes de microturbinas han utilizado la tecnología de combustión estado-del-arte apoyo-quema para controlar las emisiones sin la necesidad de equipos caros de tratamiento de emisiones catalíticas o químicos. Los fabricantes líderes de microturbinas especifican menos de 9 partes por millón (ppm) de NO_x (0.47 libras por megavatio-hora) y emisiones similares para el CO a plena carga.

3.5.2. Sistemas CHP integrados

Los beneficios de combinar la producción térmica y eléctrica de un sistema son ampliamente reconocidos. Aprovechar la energía sobrante incrementa la eficiencia total del sistema más allá que los servicios de las plantas generadoras de combustibles fósiles. Esto significa mas trabajo útil de nuestros limitados recursos naturales, y menos emisiones de gas de invernadero comparado con el uso de tecnología convencional. Desde que las microturbinas son ya extremadamente de combustión limpia, otras emisiones

son también reducidas. La siguiente figura proporciona un ejemplo comparando eficiencia y emisiones para sistemas tradicionales y microCHP con 60kW de potencia y 120kW de calor producido.

Figura 22. Sistemas Tradicionales vs. Sistemas MicroCHP



Fuente: Capstone Turbine Corporation, www.capstonemicroturbine.com

Se observa que la eficiencia total es significativamente mas alta, las emisiones de gas de invernadero (CO2) son 25% menores, y las emisiones NOx son menores en magnitud para el sistema de MicroCHP mostrado.

4. IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A GAS NATURAL, EN LOS CAMPOS DE PETRO ENERGY, S. A.

4.1. Generalidades

La utilización del gas, como medio para la generación de electricidad, 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.

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 están 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. Análisis cualitativo y cuantitativo del gas natural de los pozos en los campos petroleros

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 tóxico 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 los campos Yalpemech y Chocop, tiene las siguientes características, respectivamente:

Tabla VI. Análisis del gas natural extraído del pozo Chocop-1, campo Chocop, Petén, Guatemala

	Componente	% Molar	% Peso
H2	Hidrógeno	-	-
H2S	Sulfuro de Hidrógeno	4.24	2.89
CO2	Dióxido de Carbono	38.36	33.80
N2	Nitrógeno	2.35	1.32
C1	Metano	5.40	1.74
C2	Etano	5.53	3.33
C3	Propano	15.25	13.46
iC4	i-Butano	2.73	3.18
nC4	n-Butano	8.02	9.34
C5	Neo-Pentano	0.03	0.04
iC5	i-Pentano	3.79	5.48
nC5	n-Pentano	4.24	6.13
C6	Hexanos	4.72	8.10
	M-C-Pentano	0.26	0.45
	Benceno	0.02	0.03
	Ciclohexano	0.51	0.85
C7	Heptanos	1.79	3.63
	M-C-Hexano	0.14	0.27
	Tolueno	0.49	0.90
C8	Octanos	0.97	2.18
	E-Benceno	0.07	0.15
	M/P-Xileno	0.15	0.32
	O-Xileno	0.03	0.06
C9	Nonanos	0.58	1.48
C10	Decanos	0.28	0.74
C11+	Undecanos más	0.05	0.13
	Totales	100.00	100.00
Propiedades de Residuos Calculados		% Molar (g mol-1)	Densidad (g cm-3 a 15.6° C)
C7+	Heptanos más	104.70	0.7414
C8+	Octanos más	113.90	0.7558
C10+	Decanos más	135.80	0.7797
C11+	Undecanos más	147.00	0.7890
Propiedades del Gas Calculados			
	Densidad Relativa Real	1.7558	(Aire=1 @ 14.696 psia y 15.6°C)
	Peso Molecular Promedio (g.mol-1)	49.94	g mol-1
	Densidad del gas (kg.m-3)	2.1545	kg m-3 @ 15°C
	Valor Calorífico (BTU. ft-3)	1,816.00	(BTU.ft-3 @ 14.73 psia y 15.6°C)

Fuente: Estudio realizado por la empresa Core Lab Operations, S.A. de C.V., Reynosa-México, para PESA, en 2005. Condiciones de Muestreo: 18.0 psig @ 100.0°F

Tabla VII. Análisis del gas natural extraído del pozo Yalpemech-1, campo Yalpemech, Alta Verapaz, Guatemala

	Componente	% Molar	% Peso
H2	Hidrógeno	-	-
H2S	Sulfuro de Hidrógeno	3.14	3.65
CO2	Dióxido de Carbono	1.42	2.14
N2	Nitrógeno	0.36	0.35
C1	Metano	46.42	25.38
C2	Etano	23.96	24.55
C3	Propano	15.52	23.33
iC4	i-Butano	1.50	2.97
nC4	n-Butano	4.41	8.75
C5	Neo-Pentano	0.01	0.01
iC5	i-Pentano	0.88	2.16
nC5	n-Pentano	1.25	3.09
C6	Hexanos	0.66	1.89
	M-C-Pentano	0.06	0.17
	Benceno	0.01	0.03
	Ciclohexano	0.06	0.17
C7	Heptanos	0.14	0.50
	M-C-Hexano	0.03	0.08
	Tolueno	0.01	0.04
C8	Octanos	0.06	0.30
	E-Benceno	0.01	0.02
	M/P-Xileno	-	0.01
	O-Xileno	-	0.01
C9	Nonanos	0.04	0.17
C10	Decanos	0.03	0.14
C11+	Undecanos más	0.02	0.09
	Totales	100.00	100.00
Propiedades de Residuos Calculados		% Molar	Densidad
		(g mol-1)	(g cm-3 a 15.6° C)
C7+	Heptanos más	103.50	0.7411
C8+	Octanos más	118.50	0.7511
C10+	Decanos más	138.90	0.7823
C11+	Undecanos más	147.00	0.7890
Propiedades del Gas Calculados			
	Densidad Relativa Real	1.0207	(Aire=1 @ 14.696 psia y 15.6°C)
	Peso Molecular Promedio (g.mol-1)	29.34	g mol-1
	Densidad del gas (kg.m-3)	1.2506	kg m-3 @ 15°C
	Valor Calorífico (BTU. ft-3)	1,651.00	(BTU.ft-3 @ 14.73 psia y 15.6°C)

Fuente: Estudio realizado por la empresa Core Lab Operations, S.A. de C.V., Reynosa-México, para PESA, en 2005. Condiciones de Muestreo: 18.0 psig @ 100.0°F

De este análisis se puede inferir que el gas natural de los dos campos posee gases ácidos, específicamente el H₂S y el CO₂.

En Chocop el H₂S es 1% mayor que en el campo Yalpemech, lo cual no es una diferencia significativa entre ellos, pero si es de tomar en cuenta para determinar el material con que se conforman todos los equipos dentro y fuera del pozo. El CO₂ es mucho mayor en Chocop comparado con Yalpemech, lo que significa que en Chocop debe de ser mayormente procesado para poder utilizarlo como combustible para generación de energía eléctrica.

4.2.1. Gases ácidos del gas natural

Al ácido sulfhídrico H₂S y al dióxido de carbono CO₂ 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. 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.

Otras características de este gas, es que es soluble en agua e hidrocarburos. Debe ser enfriado o comprimido para permanecer en forma liquida. 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 ultimo es importante mencionar que es altamente corrosivo para todos los metales.

4.2.1.1.1. 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.

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

Tabla de Toxicidad del H ₂ S	
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.

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 explicó 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 IX. 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
CH ₄	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
CO ₂	15.41	0.21
Nitrógeno	0.89	1.84
Oxígeno	0.14	0.2
H ₂ S	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

Como se puede observar, se tiene un aumento en el nivel de Metano CH₄, una reducción significativa de CO₂ y de H₂S, lo que 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 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 H₂S y CO₂ 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 siguiente:

Figura 23. Torre contactora y torre de regeneración de amina

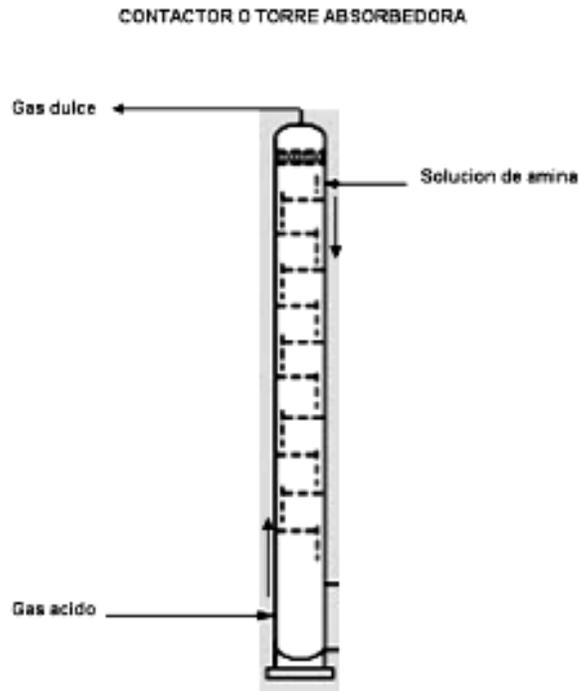


Fuente: Imagen extraída de la pagina Web de NATCO Group, Catalogo de Amine Gas Sweetening Systems. www.natcogroup.com

En la primera fase, para la absorción de gases ácidos, en la torre de absorción, llamada “contactora” 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 absorbedora 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 absorbedora 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 24.

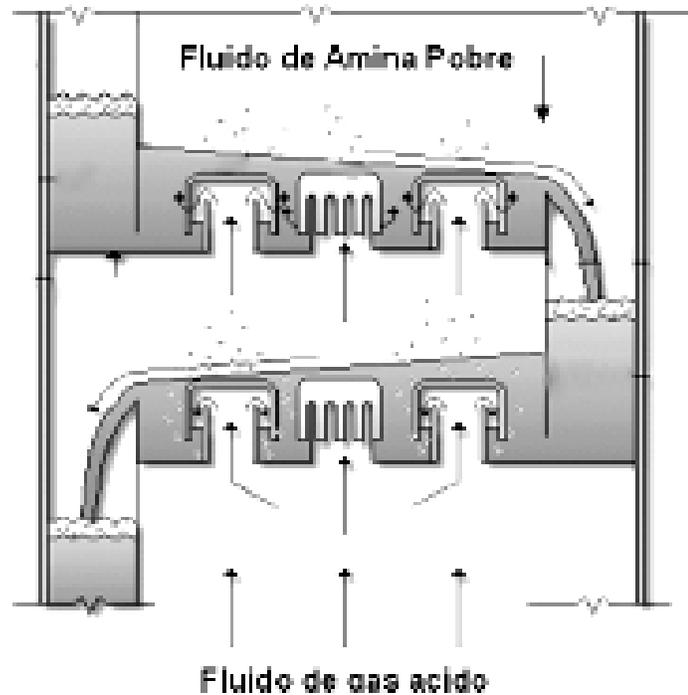
Figura 24. Funcionamiento de la torre contactora en el proceso de endulzamiento del gas natural por aminas



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

La torre absorbedora 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 25. 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, para calentar el Reboiler, proporcionar energía para los generadores a gas y el proceso de stripping.

La amina proveniente del fondo de la torre absorbadora, 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.

En la segunda etapa, la etapa de regeneración de amina, la solución de amina rica, proveniente del fondo de la torre absorbadora, 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 líquido-líquido. El radiador de carro es un intercambiador líquido-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 H₂S y CO₂ 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 H₂S y CO₂. 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 H₂S y CO₂.

El vapor condensado (agua) es separado de los gases ácidos en el acumulador de reflujo y retornado a 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. 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 absorbedora 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 desorción 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 amina pobre.

4.4. Dimensionamiento de la capacidad energética actual de los pozos a utilizar en los generadores eléctricos a gas

Generadores a gas natural, aunque comunes debajo del mercado de 150Kw, están limitados a grandes aplicaciones de kW debido el significativo alto costo de capital. Fuera de esto, los generadores a gas natural ofrecen numerosas ventajas comparados con el diesel.

La más notoria es el extenso tiempo corrido ofrecido por una fuente interminable de gas natural. Esta es una gran ventaja obtenida, que los generadores que usan diesel convencional no poseen quedándose largos tiempos fuera de funcionamiento.

A lo que se refiere el dimensionamiento de Generadores eléctricos es a definir los kW de capacidad que pudiéramos obtener con el volumen de gas natural extraído de cada uno de los pozos a través del poder calorífico que posee cada tipo de gas de estos pozos.

A continuación definiremos la energía que posee el gas de los dos pozos a través de factores tomados de los análisis que se han hecho a los gases, para ver si poseen o no las características para una buena combustión, y así definir luego los kWh que podemos generar con nuestra producción de gas natural.

4.4.1. Energía producida en pozo Chocop-1

Tabla X. Análisis PVT del petróleo y gas del pozo Chocop-1

DATOS DE CAMPO	
POZO	CHOCOP No. 1
DATOS DE PRUEBA	DICIEMBRE 21, 1989
CONDICIONES EN EL SEPARADOR	
PRESION	19 PSIG
TEMPERATURA	75 °f
CONDICIONES DEL RESERVORIO	
PRESION	1960 PSIG
TEMPERATURA	120 °f
SEPARADOR PRIMARIO	
RELACION GAS PETROLEO (GOR)	68 ft ³ /ResBbl

Fuente: Análisis de laboratorio realizado al pozo Chocop No. 1 por la empresa Phase Behavior, Inc. en marzo 1 de 1,990 a la empresa Peten Petroleum, S. A. poseedora del contrato Chocop en ese año.

De estos datos podemos observar que en el momento en que el petróleo, y el gas que lo acompaña, llegan al separador, la temperatura disminuye al igual que la presión de manera significativa comparado con la del reservorio.

Estos factores son determinantes para el diseño de las instalaciones receptoras del petróleo y el gas natural proveniente de cada pozo.

Figura 26. Cabeza de pozo Chocop-1



Fuente: Gerencia de Operaciones PESA, campamento Chocop

El factor de interés para el cálculo de la energía que pudiéramos obtener de los pozos es la Relación Gas Petróleo (Gas-Oil Ratio = GOR), ya que nos indica el volumen de gas que acompaña a cada barril de petróleo que llega al separador trifásico primario (Fig. 27).

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

Figura 27. Separador trifásico del área de producción campamento Chocop



Fuente: Gerencia de operaciones PESA, campamento Chocop.

Ecuación 22

$$GasVol = GOR \times BBLSD \text{ (ft}^3\text{)}$$

De la tabla X tenemos: $GOR = 68 \text{ ft}^3/\text{ResBbls}$

Del reporte de producción diario tenemos: $BBLSD = 80 \text{ bbls}$

entonces:

$$GasVol = 68 \times 80 = 5440 \text{ ft}^3$$

Al final tenemos que el volumen de gas natural que se extrae del pozo es de 5,440 pies cúbicos por día.

También se puede expresar en horas GasVol = 5,440 ft³/día X 1 día/24 hr
= 226.67 ft³/hr

Debemos recordar que este volumen de gas contiene gases ácidos que para el sistema de generación de electricidad deberán ser removidos por medio de el proceso de endulzamiento antes descrito, existen sistemas de generación de electricidad mas modernos que soportan gases ácidos y que por lo mismo no requieren del proceso de endulzamiento del gas pero sus costos se elevan de manera significativa debido al material con que están fabricados.

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

Valor Calorífico = 1,816 BTU/pie³ a 14.73 psia y 15.6 °C

Por cada pie cúbico producido tenemos un valor de poder calorífico de 1,816 BTU.

Para cada hora de producción de gas tenemos se tiene una energía de:

226.67 ft³/hr x 1,816 BTU/ft³ = 411,631 BTU/hr ó 9,879,185 BTU/día

Este valor define la cantidad de energía disponible para consumir por parte de un generador eléctrico a gas.

4.4.2. Energía producida en pozo Yalpemech-1

Tabla XI. Análisis PVT del petróleo y gas del pozo Yalpemech-1

DATOS DE CAMPO	
POZO	YALPEMECH No. 1
DATOS DE PRUEBA	DICIEMBRE 21, 1989
CONDICIONES EN EL SEPARADOR	
PRESION	40 PSIG
TEMPERATURA	98 °f
CONDICIONES DEL RESERVORIO	
PRESION	1270 PSIG
TEMPERATURA	126 °f
SEPARADOR PRIMARIO	
RELACION GAS PETROLEO (GOR)	626 ft ³ /ResBbl

Fuente: Análisis de laboratorio realizado al pozo Yalpemech No. 1 por la empresa Phase Behavior, Inc. en marzo 1 de 1,990 a la empresa Peten Petroleum, S. A. poseedora del contrato Chocop en ese año.

Al igual que en el pozo Chocop-1 podemos observar que en el momento en que el petróleo, y el gas que lo acompaña, llegan al separador, la temperatura disminuye al igual que la presión de manera significativa comparado con la del reservorio.

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

Ecuación 22

$$GasVol = GOR \times BBLSD \text{ (ft}^3\text{)}$$

de la tabla 11 tenemos: $GOR = 626 \text{ ft}^3/\text{ResBbls}$

del reporte de producción diario tenemos: $BBLSD = 63 \text{ bbls}$

entonces,

$$GasVol = 626 \times 63 = 39,438 \text{ ft}^3$$

Al final tenemos que el volumen de gas natural que se extrae del pozo es de 39,438 pies cúbicos por día.

También se puede expresar en horas

$$GasVol = 39,438 \text{ ft}^3/\text{dia} \times 1 \text{ dia}/24 \text{ hr} = 1,643.25 \text{ ft}^3/\text{hr}$$

Debemos recordar que al igual que el gas de Chocop este volumen de gas contiene gases ácidos que para el sistema de generación de electricidad deberán ser removidos por medio de el proceso de endulzamiento antes descrito, existen sistemas de generación de electricidad mas modernos que soportan gases ácidos y que por lo mismo no requieren del proceso de endulzamiento del gas pero sus costos se elevan de manera significativa debido al material con que están fabricados.

Del análisis de gas detallado en la Tabla XI tomamos el valor que determina el poder calorífico del mismo, el cual nos indica los BTU que tenemos por pie cúbico.

Valor calorífico = 1,651 BTU/pie³ a 14.73 psia y 15.6 °C

Por cada pie cúbico producido tenemos un valor de poder calorífico de 1,651 BTU.

Para cada hora de producción de gas tenemos se tiene una energía de:

$$1,643.25 \text{ ft}^3/\text{hr} \times 1,651 \text{ BTU}/\text{ft}^3 = 2,713,006 \text{ BTU}/\text{hr} \text{ ó } 65,112,138 \text{ BTU}/\text{día}$$

Este valor define la cantidad de energía disponible para consumir por parte de un generador eléctrico a gas.

Se observa que se tiene más energía disponible en el pozo Yalpemech-1 en comparación al pozo Chocop-1 debido a que en el reservorio de Yalpemech el crudo que se extrae es más liviano y posee mayor concentración de gas que acompaña al crudo y al agua que se extrae del pozo.

Figura 29. Gas natural de pozos en Yalpemech, quemado en sistema de pit de quema



Fuente: Gerencia de Operaciones PESA, Campamento Yalpemech.

4.5. Diseño mecánico-eléctrico del sistema de generación a gas de cada pozo

Existen alternativas para utilizar directamente el gas que sale de la cabeza del pozo como combustible para un generador de electricidad, mismas que utilizaremos para el diseño técnico y análisis económico de este tipo de sistemas que aprovechan el gas natural, debido a menor costo y a la poca cantidad de gas utilizado.

A través de varias empresas (Capstone en México, Arrow engines en Estados Unidos), se logro determinar que el gas que se obtiene en el proceso de extracción del crudo, en cada uno de los campos, es utilizable en sus generadores de alta tecnología, los cuales aceptan el gas con componentes

ácidos (hasta un 7%Mol H₂S Sulfuro de Hidrógeno), sin deteriorar y reducir el tiempo de vida del equipo.

A continuación analizaremos cada uno de los sistemas de generación de electricidad para cada uno de los pozos, según la demanda exigida por cada pozo.

4.5.1. Sistema de generación a gas pozo Chocop-1

En el pozo Chocop-1 se tiene instalado un equipo de bombeo electrosumergible para la extracción de 4,350 bbls de fluido promedio diario, con un porcentaje de agua del 98% para un total de crudo promedio diario de 80 bbls.

El equipo instalado posee las siguientes características:

EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, 4500 BPD, 3618 TDH:

MOTOR 540 Series, 200 HP, 2140 V, 54A

BOMBA 500 Series, GCG 4200 Type, 90 Hsg, 59 Stages

Equipo instalado a 4,500 pies de profundidad del pozo Ch-1

De lo anterior se puede observar que el sistema de bombeo electrosumergible demanda 200 HP en 480 V (superficie) para mover el motor que hace funcionar la bomba de extracción de fluidos del pozo.

El consumo de gas natural para un motor puede ser calculado usando 9,400 como consumo específico de combustible de un motor normal. Esto significa que el motor consumirá 9,400 BTU por cada caballo de fuerza que

produce sobre una hora (HP/hr) (Para propósitos de este calculo, el valor de combustión mínimo del gas es de 1000 btu/ft³).

Entonces, la cantidad de BTU/hr que se requiere para ese motor es de:

$$9,400 \text{ BTU/Hp/hr} \times 200 \text{ Hp} = 1,880,000 \text{ BTU/hr}$$

Si comparamos esta cantidad con el valor producido en campo tenemos:

$$\text{Motor 200 HP} = 1,880,000 \text{ BTU/hr} > \text{Producido CH-1} = 411,631 \text{ BTU/hr}$$

La diferencia es de 1,468,369 BTU/hr que equivale en volumen de gas por día a 19,405.75 ft³/dia.

La cantidad de gas producida es menor a la demanda por el Motor por lo que no es funcional un sistema de generación a gas natural en el pozo Chocop-1. Además la capacidad de un motor comercial a gas natural no cumple con la capacidad requerida por el equipo de bombeo del pozo Chocop-1, ya que estos tienen un máximo de 110 HP.

De acuerdo a lo anterior podemos concluir que el pozo puede aportar gas para mover a un motor de la siguiente capacidad:

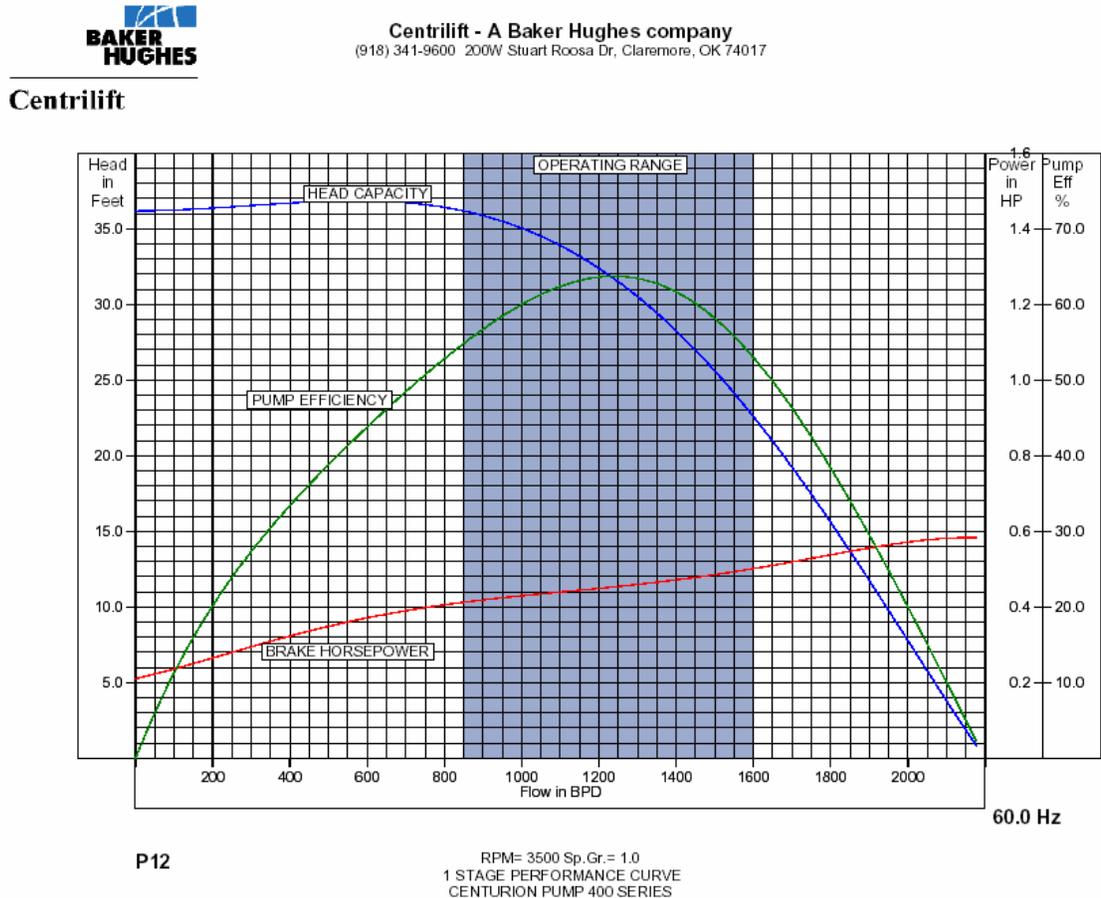
$$411,631 \text{ BTU/hr (aporte pozo)} / 9,400 \text{ BTU/Hp/hr (demandado X hp)} \\ = 44 \text{ HP aprox.}$$

Un motor de 44 HP no es funcional para el sistema de extracción de crudo del pozo Chocop-1.

4.5.2. Sistema de generación a gas pozo Yalpemech-1

En el pozo Yalpemech-1 se tiene instalado un equipo de bombeo electrosumergible para la extracción de 720 bbls de fluido promedio diario, con un porcentaje de agua del 87% para un total de crudo promedio diario de 80 bbls.

Figura 30. Curvas de rangos de funcionamiento para bomba Centurion serie 400, P12



Fuente: Centrilift – A Baker Hughes Company.

El equipo instalado posee las siguientes características:

EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, P12 CENTURION (Fig. 27):

MOTOR KMH, 171 HP, 2390 V, 44A

BOMBA 400 RPM SND 251 P12 STD_PNT H6

Equipo instalado a 8,240 pies de profundidad del pozo Yalpemech-1

De lo anterior se puede observar que el sistema de bombeo electrosumergible demanda 171 HP en 480 V para mover el motor que hace funcionar la bomba de extracción de fluidos del pozo.

Tal y como lo vimos para el pozo Chocop-1, el consumo de gas natural para un motor puede ser calculado usando 9,400 como consumo específico de combustible de un motor normal. Esto significa que el motor consumirá 9,400 BTU por cada caballo de fuerza que produce sobre una hora (HP/hr) (Para propósitos de este cálculo, el valor calorífico del gas mínimo es de 1000 btu/ft³).

Entonces, la cantidad de BTU/hr que se requiere para ese motor es de:

$$9,400 \text{ BTU/Hp/hr} \times 171 \text{ Hp} = 1,607,400 \text{ BTU/hr}$$

Si comparamos esta cantidad con el valor producido en campo tenemos:

$$\text{Motor } 171 \text{ HP} = 1,607,400 \text{ BTU/hr} > \text{Producido Yalpemech-1} = 2,713,006 \text{ BTU/hr}$$

En donde podemos observar que el pozo Yalpemech-1 produce el suficiente gas natural para mover un motor a gas de un generador de hasta

2,713,006 BTU/hr (producido Yalpemech-1) / 9,400 BTU/Hp/hr (demandado X
HP) = 290 HP aprox.

5. ANÁLISIS COMPARATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD ACTUAL (DIESEL) VERSUS GENERACIÓN A GAS NATURAL

Debido a que la cantidad de gas producido en los dos campamentos es poca, el siguiente estudio económico se basará en los motores de los sistemas de bombeo mecánico o electrosumergible de los pozos en cuestión por campamento. Tomaremos en cuenta los costos del equipo, del consumo de combustible y los costos de mantenimiento de los equipos instalados en pozo para luego compararlos con los sistemas a Gas Natural.

5.1. Análisis económico de la implementación de generadores a gas versus generadores a diesel en los campos

De lo anterior sabemos que la cantidad de gas natural producida en cada campo no es comercial, debido a los volúmenes extraídos, pero pueden ser utilizados en las instalaciones de Petro Energy, S.A. para generar energía eléctrica a menor costo con equipos de alta tecnología que aprovechen los recursos de manera directa como lo son los motores a gas natural con alto soporte de gases ácidos y baja presión de entrada, adecuados a los parámetros naturales de cada pozo.

Debido a que el pozo Chocop-1 no aporta la cantidad suficiente de gas para suplir la demanda de sus sistema de bombeo electrosumergible para la extracción de gas y crudo, el siguiente análisis económico se basará en el campo Yalpemech, específicamente en el pozo Yalpemech-1, en donde se pudo observar mayor aporte de energía debido a la alta relación Gas-Petróleo que tiene el yacimiento. A continuación analizaremos los costos de producir en

el pozo Yalpemech-1 a través de dos generadores sincronizados cada 22 días de 500kVA, de los cuales se consumen una parte en el pozo y el resto en las demás instalaciones, comparado con un sistema de producción a gas natural tomado de boca de pozo.

5.1.1. Demanda actual de electricidad en pozo Yalpemech-1

En el pozo Yalpemech-1 se tiene instalado un equipo de bombeo electrosumergible MOD P12 CENTRILIFT, compuesto de:

En Fondo de pozo:

- Motor de 171HP de 2390V / 44Amp
- Bomba P12, para 1,200 bbls, 400 RPM, 251 etapas

En Superficie de pozo:

- Variador de Frecuencia ESPD QHT MODEL 2250 4GCS CENTRILIFT 260kVA, el cual esta clasificado como un inversor de voltaje variable (VVI) que emplea un rectificador AC de seis pulsos para convertir la tensión alterna en una tensión directa variable, y filtra el rizado (ripple) de corriente alterna empleando inductores en serie y condensadores en paralelo en la sección bus DC, opera con una alimentación trifásica de 460/380 voltios a 50/60 Hertz.
- Transformador de voltaje 260 kVA 480 V/1100-3811 trifásico. Conectado entre el Variador de Frecuencia y el equipo de bombeo electrosumergible.

De acuerdo a los datos que a través del sistema gráfico y de datos que el variador de frecuencia proporciona para diagnosticar diariamente al equipo de

bombeo electrosumergible obtenemos que éste esta consumiendo un promedio de 125 kWh debido a que no esta funcionando al 100% de la carga. Estos 125 kWh representan en consumo de combustible un promedio de 130 galones de diesel por día.

Figura 31. Cabeza de pozo Yalpemech-1



Fuente: Gerencia de Operaciones PESA, Campamento Yalpemech.

5.1.1.1. Costo de suplir la demanda actual de electricidad en pozo Yalpemech-1 con generadores a diesel versus generadores a gas

Los costos de electricidad anuales (AEC, Annual Electrical Cost) para hacer funcionar un motor eléctrico, es dado por la siguiente ecuación:

Ecuación 23

$$AEC = hp \times 0.746 \times 8760 \times kWhrate$$

En donde,

HP es el requerimiento del motor eléctrico

kWH es el valor del costo por kilovatio hora.

Para la obtención del costo del kWH conocemos que el sistema de bombeo electrosumergible consume 125kWH promedio, que convertido a consumo de combustible diesel representa 5.41 gls/hora igual a 130 gls por día.

El costo de un galón de diesel promedio puesto en campamento Yalpemech es de Q. 26.20 por lo que el costo por kWH demandado por el equipo de bombeo electrosumergible es de:

$$26.20 \text{ Q./gl} \times 5.41 \text{ gls/hora} = 141.74 \text{ Q. / hora}$$

En donde en 1 hora se consumen 125 kW, entonces

$$141.74 \text{ Q./hora} / 125 \text{ kW} = 1.13 \text{ Q./kWH}$$

en dólares,

$$1.13 \text{ Q./kWH} / 7.65 \text{ Q./\$} = 0.15 \text{ \$ /kWH}$$

O sea que, el costo de generar 1 kW en una hora es de aproximadamente 0.15 centavos de dólar.

Habiendo ya obtenido el costo por kWh podemos calcular el AEC para este motor.

$$\text{AEC} = 125 \text{ kW} \times 8760 \text{ Hr/año} \times 0.15 \text{ \$/kWh} = 164,250 \text{ \$/año}$$

Ahora, para un motor a gas que mueva un generador que produzca los 125 kWh demandados por el motor del sistema de bombeo electrosumergible tenemos que el consumo de gas natural puede ser calculado usando los 9,400 Btu por cada caballo de fuerza que produce en una hora, tal y como lo habíamos analizado en el capítulo anterior en donde obtuvimos:

$$\text{Motor } 171 \text{ HP} = 1,607,400 \text{ BTU/hr o } 38,577,600 \text{ BTU/día demandado}$$

Que en pies cúbicos de gas natural representa,

$$23,366 \text{ ft}^3/\text{día que demanda el motor}$$

El costo de gas natural anual para hacer funcionar un motor a gas viene dado por la siguiente ecuación:

Ecuación 24

$$\text{Mcf/día} \times \text{costo por Mcf} \times 365 =$$

Costo anual de combustible para un motor a gas.

En donde Mcf son los mega (10^6) pies cúbicos de gas natural producidos.

Tomemos en consideración que el valor del combustible gas es cero ya que el gas no es comprado ni vendido a terceros, por lo que el costo anual del combustible es cero.

5.1.1.2. Mantenimiento

Como cualquier otro equipo, el mantenimiento es requerido en una gran parte para asegurarse la continuidad de la producción del pozo. Ambos tipos de motores, eléctricos y a gas, requieren mantenimientos rutinarios pero los costos varían debido a la periodicidad con que se realizan, costos de repuestos y mano de obra.

A continuación se comparan los tiempos que se tienen programados para los diferentes trabajos dentro del mantenimiento preventivo de los generadores diesel versus los de gas natural, basados en nuestras operaciones para los diesel, y en la teoría para los de gas natural.

Tabla XII. Comparativa del tiempo de programación de mantenimiento de maquinaria utilizando diesel y gas natural como combustibles

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	MAQUINARIA	
	DIESEL	GAS NATURAL
DESCRIPCION		
Cambios de filtros de aceite, aire y combustible	Quincenal	Semestral
Limpieza de boquillas, electrodos, platos reflectores, mirillas	Quincenal	Semestral
Verificación de Válvulas solenoides	Quincenal	Semestral
Verificación de piezas eléctricas (transformador, foto celdas, etc.)	Quincenal	Quincenal
Limpieza de ductos de gases	Semestral	Anual
Verificación de presión de combustible.	Diario	Diario
Control de combustión y eficiencia.	Quincenal	Trimestral

Fuente: Datos proporcionados por el Departamento de Operaciones, Petro Energy, S. A.

5.1.1.2.1. Costos de mantenimiento preventivo para generadores a diesel

Los motores eléctricos de los generadores de 500 kVA, que se encuentran sincronizados el uno del otro para trabajar 22 días en el campo Yalpemech y Chocop, poseen un mantenimiento preventivo que comprende de cambio de filtros, aceite y refrigerante. La condición física del motor y el funcionamiento es revisada periódicamente mediante mediciones de continuidad en devanados del rotor y estator, inspección visual de partes electrónicas, sellos, radiador, etc. También se observa la emisión de gases para determinar si esta quemando aceite y por lo mismo requiere alguna reparación o cambio de filtros.

Tabla XIII. Costos anuales de mantenimiento del tipo preventivo para los dos generadores diesel de 500 kVA de Yalpemech y Chocop.

DESCRIPCION	COSTO Q.	COSTO \$.
Personal de mantenimiento	20,000.00	2,614.38
Personal administrativo	20,000.00	2,614.38
Lubricantes, Filtros, Aceite, Refrigerantes	48,000.00	6,274.51
Mantenimiento Eléctrico	15,000.00	1,960.78
Total del Mantenimiento Preventivo	103,000.00	13,464.05

Fuente: Gerencia Administrativa PESA

De lo anterior podemos obtener el costo de mantenimiento por kWh para llevarlo a los kWh que se consumen en el pozo Yalpemech-1, 125 kWh.

Sabemos que los generadores de 500 kVA de los campos trabajan a un factor de potencia aproximadamente de 0.8 y que por lo tanto producen en promedio 400 kWh, de modo que para generar esta potencia se tiene un costo de mantenimiento anual de 13,500 dólares. Por simple relación directa obtenemos $125 \text{ kWh} \times 13,500 \text{ \$/año} / 400 \text{ kWh} = 4,220 \text{ \$/año}$

Esto quiere decir que los 125 kWh que demanda el motor del sistema de bombeo del pozo Yalpemech-1, además del costo de combustible para generarlos, tiene un costo de mantenimiento de 4,220 dólares al año.

5.1.1.2.2. Costo de mantenimiento preventivo para generadores a gas

Los modernos, motores a gas de baja-velocidad son bastante diferentes de su predecesor de hace 30 años. Mejoras en el sistema de ignición, capacidades de arranque, paneles del motor de encendido y apagado, dispositivos de paro, lo han hecho altamente funcional y bien situado para el uso extremo y continua operación. Además, las bajas presiones medias efectivas al freno (BMEP: Brake mean effective Pressure) y las relaciones de compresión diseñadas en el motor lo hacen más durable y fiable. Porque son diseñados para servicio continuo, los motores ofrecen el 100 % del tiempo activo con paradas únicamente para mantenimientos programados. Este mantenimiento calendarizado puede ser hecho para coincidir con el mantenimiento del pozo e infraestructura, así libera al motor de cualquier paro.

Varias opciones – como clutches, arrancadores, sistemas de bajo consumo de BTU por nombrar algunos – lo hace un versátil primotor, adaptable a cualquier condición en sitio y también inmune al clima. Estos motores son

sorprendentemente “amigables al medio ambiente”, con bajas emisiones de gases.

Un mantenimiento normal de un motor a gas incluye cambios programados de aceite y filtros, revisión y reemplazo de bujías, y revisión del sistema de enfriamiento. Con un apropiado mantenimiento, estos motores pueden operar continuamente durante 70,000 horas antes de un mantenimiento mayor (Overhaul).

A continuación se detallan los costos en que se incurrirían en el mantenimiento preventivo de un motor a gas natural y su generador basados en datos dados por THE AMERICAN OIL & GAS.

Tabla XIV. Costos anuales promedio de mantenimiento del tipo preventivo para generadores a gas natural de 125 kW

DESCRIPCION	COSTO Q.	COSTO \$.
Personal de mantenimiento	8,000.00	1,045.75
Personal administrativo	8,000.00	1,045.75
Lubricantes, Filtros, Aceite, Refrigerantes	18,000.00	2,352.94
Mantenimiento Mecánico	5,000.00	653.59
Total del Mantenimiento Preventivo	39,000.00	5,098.04

Fuente: The American Oil & Gas Reporter, Junio 2003.

5.1.2. Comparación económica de los costos anuales totales entre un generador a diesel vs. gas natural en pozo Yalpemech-1

Ya habiendo obtenido los datos de los costos en que se incurren para generar los kWh requeridos por el sistema de bombeo electrosumergible del pozo Yalpemech-1 con un motor a Diesel y otro a gas, a continuación se hará el comparativo directo.

Tabla XV. Comparación de costos Diesel vs. Gas aplicado a demanda de energía para pozo Yalpemech-1

Comparación de costos Motor Diesel Versus Motor a Gas Natural		
Costo en el primer año	Diesel	Gas
kW requerido	125	125
Costo estimado de la unidad (ambos precio de lista)	27,500.00	63,850.00
Costo anual de la unidad si se renta con opción a compra	N/A	14,940.90
Costo de instalación	1,000.00	1,000.00
Costo estimado del combustible por kWh	0.15	-
Costo anual de combustible	164,250.00	-
Costo de mantenimiento anual (Mano de obra y material)	4,220.00	5,098.00
Valor residual al término de cinco años (Estimado a 40%)	(11,000.00)	(25,540.00)
Costo en el primer año (Flujo de efectivo)	\$196,970.00	\$21,038.90
Comparación costo al quinto año		
Costo de la unidad a los cinco años	28,500.00	74,704.50
Costo de Mantenimiento	21,100.00	25,490.00
Costo de combustible	821,250.00	-
Venta del motor al terminar los 5 años	(11,000.00)	(25,540.00)
Costo sobre el periodo de cinco años	\$859,850.00	\$74,654.50
Total de ahorro anual de Gas vs. Diesel		\$157,039.10
Total de ahorro en 5 años usando motor a gas vs. motor diesel.		\$785,195.50

Fuente: Gerencia Administrativa PESA y The American Oil & Gas Report

En la tabla XV se puede observar que el flujo de efectivo que se requiere para el primer año toma en consideración tanto el costo del equipo, que para el motor a gas natural se toma como una renta anual con opción a compra debido al alto costo del mismo que representa un alto desembolso al inicio, los costos de instalación, mantenimiento y consumo de combustible. El valor significativo en los costos anuales es el valor del combustible, que para un motor a diesel se hace elevado debido al alto costo del diesel y para un motor a gas es cero debido a que el gas natural se puede tomar de boca de pozo, al finalizar el proceso de separación trifásica, ya que los motores a gas natural más modernos no requieren el endulce del gas para mover sus turbinas, soportan gases ácidos sin ningún problema, tal y como lo vimos en capítulos anteriores.

En la misma tabla también se llevó el análisis a un período de 5 años, para visualizar mejor el ahorro en costos que se tendrían al implementar un sistema con motor a gas natural en donde se toma el costo de recuperación por el valor residual de los equipos al finalizar el periodo.

De lo anterior, al utilizar un motor a gas natural versus un motor diesel obtuvimos un ahorro promedio del 60% anual y al terminar un periodo de 5 años obtuvimos un ahorro promedio del 70%, debido al valor residual del 40% del costo del equipo al finalizar los 5 años.

Si el caso fuera que en los pozos requiriéramos motores primarios de capacidades por debajo de 15 HP, cilindro sencillo, baja velocidad, el motor a gas natural es casi siempre considerado mas barato en comparación directa con un motor a diesel. El motor a gas natural ofrece economía, potencia fiable y conveniente, dando al operador ahorros sustanciales durante muchos años.

CONCLUSIONES

1. Hoy en día la implementación de un sistema de generación de electricidad a gas natural en el campamento Chocop técnicamente no es rentable, debido al poco volumen de gas, 5,440 pies³/día, que se produce indirectamente con el crudo en cada uno de los pozos, en cambio en el campamento Yalpemech, pozo Yalpemech-1, las características cuantitativas y cualitativas del gas cumplen los requerimientos para instalar dos microturbinas en serie de 65 kW cada una, para generar 130 kW en total, con una demanda en volumen de gas promedio de 25,000 pies³/día a 1,600 BTU/pie³ aproximado de poder calorífico, esto a un costo de inversión de \$ 70,000 USD recuperables en 6 meses debido al ahorro significativo que da el reemplazar la compra de combustible Diesel a terceros con el aprovechamiento del gas natural producido en sitio.
2. Estos sistemas de generación de electricidad a gas natural, comparados con sistemas a combustible diesel, poseen la ventaja de requerir poco mantenimiento debido a que sus partes utilizan poco o ninguna clase de lubricante, también poseen la cualidad de ser un equipo amigable al medio ambiente, ya que sus emisiones de gases son bajas, 9 ppm promedio de óxido de nitrógeno (NOx) y monóxido de carbono (CO) a plena carga, debido a su proceso de combustión de quemado continuo y limpio, además el rendimiento de combustión es superior al de otros combustibles ya que regula constantemente el exceso de aire de combustión reduciéndolo al mínimo. Entre las desventajas encontramos el alto costo del equipo y repuestos, además de la nula probabilidad de encontrar un proveedor de esta clase de equipos y de servicios localmente, lo que hace

depender de empresas fuera del país que tarden meses en enviar alguna respuesta a solicitudes enviadas, que generalmente son emergencias y requieren soluciones inmediatas.

3. Para que la instalación de un sistema de generación de electricidad a gas natural en Chocop y Yalpemech sea viable, se debe considerar ciertas características del gas como lo es que el valor de relación Gas-Petróleo (GOR) sea elevado, alrededor de 600 pies³/ResBbls, debido a que la tendencia en el volumen de producción de petróleo crudo en estos pozos es baja, alrededor de 100-200 bbls/día. Si el GOR fuera menor, la poca cantidad de barriles de petróleo crudo que se extraen en estos pozos vendrían acompañados de volúmenes bajos de gas y no supliría la demanda de estos equipos.

RECOMENDACIONES

1. Es importante tomar las precauciones debidas cuando se trata de manejo de gas natural debido a sus porcentajes de gases ácidos, como lo es el H₂S. Los equipos de monitoreo de H₂S deben de estar calibrados previo a utilizarse, asimismo, los procedimientos en caso de accidentes o detecciones de gas deben de estar bien estudiados.
2. Analizar los sistemas de generación de electricidad que utilizan combustibles derivados de la combinación de dos o más combustibles, como por ejemplo, el gas natural y diesel, que para casos como el de Chocop, donde se tiene un gas natural con buenas propiedades pero con poco volumen de producción, se pueda usar ese pequeño volumen de gas natural y complementarlo con diesel.
3. Realizar un estudio técnico y económico en donde se vea la posibilidad de instalar una planta generadora de electricidad que funcione con el gas natural que se produce en todos los pozos de petróleo crudo de las distintas empresas petroleras en Guatemala, que sumado hace un volumen de gas natural considerable para usarse como combustible en un generador de capacidad elevada. Con esto se podría promover la inversión en el sector energético por parte de empresas transnacionales que beneficien al país y desarrollen el área de producción y comercialización de gas natural.

BIBLIOGRAFÍA

1. Chapman S. J.. **Maquinas Eléctricas**. Mc Graw Hill, 1987.-
2. I. L. Kosow. **Maquinas Eléctricas y Transformadores**, 1ra edición, 4ta reimpresión.-
3. Van Wylen, Gordon J. **Fundamentos de Termodinámica**. Limusa-Wesley. México, 1972.-
4. Caterpillar. Instructor Manual Form. **The case for Natural-Gas-Fueled Distributed Power Generation**. Octubre 2002.-
5. Kavas Mistry. **Artificial Lift Technology**. The American Oil & Gas Reporter, Junio 2003.-
6. Waukesha Engine Division. **Diesel and Natural Gas Engines**. Mc Graw Hill, 2004.-
7. Khol, Arthur L. Riesenfeld. **Gas Purification**. Editorial Gula Publishing Company, 5ta edición, 2000.-

REFERENCIA ELECTRÓNICA

8. **Arrow Engine Company**
<http://www.arrowengine.com/tools/oilfieldengine.asp>
(octubre 2007)
9. **Capstone MicroTurbine**
<http://www.capstoneturbine.com/prodsol/solutions/rroilandgas.asp>
(diciembre 2007)
10. **The American Petroleum Institute**
<http://www.api.org>.
(noviembre de 2007)

11. Enedis / Energía Distribuida

<http://www.enedis.com.ar>.

(noviembre 2007)

12. Emerson Process

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

(julio 2007)