



UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y
AMBIENTAL

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

***“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO DEL
GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO SACHA PARA LA SUSTITUCIÓN
DEL DIESEL EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”***

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA
OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS GRADO
ACADÉMICO DE TERCER NIVEL

AUTORES:

LUIS ANDRÉS BRITO ZAPATA
ERICA SALOMÉ CEVALLOS MIRANDA

TUTOR:

ING. CARLOS RODRÍGUEZ

Quito, Julio2012

AUTORIZACIÓN DE LA AUTORIA INTELECTUAL

Nosotros, LUIS ANDRÉS BRITO ZAPATA y ERICA SALOME CEVALLOS MIRANDA, en calidad de autores del trabajo de investigación realizado sobre “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO SACHA PARA LA SUSTITUCIÓN DEL DIESEL EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”, por la presente autorizamos a la Universidad Central del Ecuador, hacer uso de todos los contenidos que contiene esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los Artículos 5, 6, 8, 19 y demás pertinentes de la Ley de propiedad intelectual y su reglamento.

Quito, a 2 de julio de 2012.

Firma

LUIS ANDRÉS BRITO ZAPATA

Cd. N° 171656919-7

Firma

ERICA SALOMÉ CEVALLOS
MIRANDA

Cd. N° 172164597-4

INFORME DE APROVACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del trabajo de grado, presentado por el señor LUIS ANDRÉS BRITO ZAPATA y la señorita ERICA SALOMÉ CEVALLOS MIRANDA para optar por el título de Ingeniero de Petróleos, cuyo trabajo de grado versa sobre “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO SACHA PARA LA SUSTITUCIÓN DEL DIESEL EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”. Considero que dicho trabajo reúne los requisitos y meritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Quito a los 2 días del mes de Julio de 2012.



Ing. Carlos Rodríguez

TUTOR

APROBACIÓN DEL JURADO O TRIBUNAL

El Tribunal de Tesis de grado integrado por el Ingeniero Nelson Suquilanda, Ingeniero Víctor Hugo Paredes e Ingeniero Arturo Hernández

DECLARAN

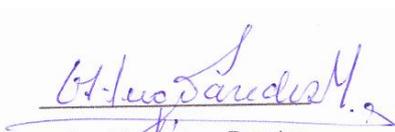
Que la presente tesis de grado con el título “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO SACHA PARA LA SUSTITUCIÓN DEL DIESEL EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA” a sido elaborado íntegramente por el señor LUIS ANDRÉS BRITO ZAPATA y la señorita ERICA SALOMÉ CEVALLOS MIRANDA, egresados de la carrera de Ingeniería de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.

Quito 2 de julio de 2012

Para constancia de lo actuado firman



Ing. Nelson Suquilanda
MIEMBRO DEL TRIBUNAL DELEGADO
POR EL SEÑOR SUBDECANO



Ing. Víctor Hugo Paredes
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



Ing. Arturo Hernández
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme la oportunidad y la dicha de la vida, al brindarme los medios necesarios para culminar mis estudios universitarios, y siendo un apoyo incondicional para lograrlo ya que sin él no hubiera podido.

A mi madre quien permanentemente me apoyo con su espíritu alentador, contribuyendo incondicionalmente a lograr mis metas y objetivos propuestos y que al brindarme con su ejemplo a ser perseverante y darme la fuerza que me impulsó a conseguirlo.

A mi familia que me acompañaron a lo largo del camino, brindándome la fuerza necesaria para continuar y momentos de ánimo así mismo ayudándome en lo que fuera posible, dándome consejos y orientación, estoy muy agradecido especialmente a mis hermanos gracias.

A mis amigos y compañeros que siempre me han apoyado en todos los momentos de vida estudiantil.

A nuestros docentes de la FIGEMPA por ser formadores de los hombres y mujeres del mañana, sobre la bases de valores morales, éticos y de mucho humanismo.

Luis Andrés Brito Zapata

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a DIOS por bendecirme con salud y vida; por darme la sabiduría y fortaleza necesaria para poder luchar contra las adversidades.

Mi querida madre Nancy, mi hermana Andrea, mi abuelito Papá Alonso, mi familia, a mis grandes amigos y personas especiales que estuvieron conmigo en los momentos más duros de mi vida, quienes me apoyaron y me dieron fuerzas para no dejarme vencer por ningún obstáculo.

Agradezco a mi tutor Ing. Carlos Rodríguez, por haberme guiado sabiamente en la culminación de mi Tesis de Grado; a los Ingenieros Víctor Hugo Paredes y Arturo Hernández por su incondicional y valioso aporte en la realización de este proyecto.

A la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental quien me acogió y hace de mí una excelente profesional.

Ericka Cevallos Miranda

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de tesis a Dios, a mis padres y familia. A Dios porque ha estado conmigo a cada paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar, a mis padres, especialmente a mi madre Sra. Zoila Rosa Zapata quien ha sido motivo de inspiración para alcanzar todos mis logros, depositando su entera confianza sin dudar ni un solo momento de mi inteligencia y capacidad. A mis hermanos que siempre me han apoyado y han sido un gran soporte para tomar mis decisiones.

Luis Andrés Brito Zapata

DEDICATORIA

*A la mejor persona que estuvo en mi vida PAPAALONSO (+),
quien no me dejó rendir nunca y que con sus consejos y
sabiduría me enseñó el mejor camino de la vida.*

*A MI MADRE Nancy Miranda y a Mi HERMANA Andrea;
quienes con su esfuerzo y tenacidad me han dado el empuje
que siempre necesito en los buenos y malos momentos de la
vida, gracias por estar conmigo siempre.*

*A mi abuelita Lalita, a mis tíos Norma, patricio y Alexandra
a mis primos Diana y Eder, gracias por todo.*

*A mi amigo de tesis Andrés, que con sus locuras y reclamos
pudimos llegar al final de este objetivo; a mis amigos
incondicionales Gabriel, Verónica, Darwin, Mónica y Susana
quienes han estado presentes en el trayecto de mi camino.*

*La culminación de este sueño, dedico a las personas que
fueron partícipes de mi vida y contribuyeron a mi desarrollo.*

Ericka Cevallos Miranda

ÍNDICE GENERAL

	pp.
LISTA DE TABLAS.....	xiv
LISTA DE GRÁFICOS.....	xvi
LISTA DE FIGURAS.....	xvii
LISTA DE ECUACIONES.....	xix
SIGLAS Y ABREVIATURAS.....	xx
RESUMEN DOCUMENTAL.....	xxii
DOCUMENTAL ABSTRACT.....	xxiii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 ENUNCIADO DEL TEMA.....	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.5 OBJETIVOS.....	3
1.5.1 Objetivo General.....	3
1.5.2 Objetivos Específicos.....	3
1.6 FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD.....	4
1.7 HIPÓTESIS.....	5
CAPÍTULO II.....	6
CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO SACHA.....	6
2.1 GENERALIDADES.....	6
2.2 UBICACIÓN CAMPO SACHA.....	7
2.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS.....	8
2.3.1 Columna Estratigráfica.....	9

2.4 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES.....	12
2.4.1 Yacimiento Hollín.....	12
2.4.2 Yacimiento Napo.....	13
2.4.3 Yacimiento Basal Tena.....	13
2.5 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA.....	14
2.6 UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA.....	18
CAPÍTULO III.....	19
PETROFÍSICA E HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA.....	19
3.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES.....	19
3.1.1 Yacimiento Hollín.....	19
3.1.2 Yacimiento Napo.....	20
3.1.3 Yacimiento Basal Tena.....	20
3.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	21
3.2.1 Producción de Petróleo.....	22
3.2.2 Producción de Gas.....	24
3.3 CÁLCULO DE RESERVAS.....	26
3.3.1 Método Volumétrico.....	26
3.3.2 Cálculo de Reservas de Petróleo	27
3.3.3 Determinación del Porcentaje de Recuperación de Petróleo.....	31
3.3.4 Determinación de Reservas de Petróleo.....	32
3.3.5 Determinación de Reservas de Gas.....	34
CAPÍTULO IV.....	36
DIAGNOSTICO DEL GAS ASOCIADO EN EL CAMPO SACHA.....	36
4.1 CONDICIONES ACTUALES.....	36
4.2 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA.....	38

4.3 CARACTERIZACIÓN DEL GAS PRODUCIDO.....	39
4.3.1 Cromatografía de Gases.....	39
4.4 CONSUMO DEL GAS ASOCIADO PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	49
4.5 QUEMA DEL GAS ASOCIADO.....	52
CAPÍTULO V.....	54
PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA.....	54
5.1 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA CINCO AÑOS.....	54
5.2 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA DIEZ AÑOS.....	59
CAPÍTULO VI.....	64
SELECCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA CAPTACIÓN DE GAS, GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CAMPO SACHA.....	64
6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE CAPTACIÓN Y COMPRESIÓN DEL GAS.....	64
6.1.1 Sacha Norte 2.....	65
6.1.2 Sacha Norte 1.....	78
6.1.3 Sacha Central.....	80
6.1.4 Sacha Sur.....	82
6.2 GENERALIDADES DEL PROCESAMIENTO DEL GAS CAPTADO EN EL COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI.....	84
6.3 CAPTACIÓN DEL GAS RESIDUAL EN EL CAMPO SACHA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	100
6.3.1 Sacha Norte 1.....	100
6.3.2 Sacha Central.....	104
6.4 SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	108

6.5 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	111
CAPÍTULO VII.....	114
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO.....	114
7.1 INTRODUCCIÓN.....	114
7.2 DETERMINACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL PROYECTO.....	114
7.3 COSTO DEL GAS.....	116
7.4 COMPARACIÓN ECONÓMICA DE COMBUSTIBLE UTILIZADO Y GAS A REEMPLAZAR.....	118
7.4 CÁLCULO DEL VAN Y TIR.....	121
 CAPÍTULO VIII.....	 123
SEGURIDAD INDUSTRIAL E IMPACTO AMBIENTAL ORIGINADO POR GAS.....	123
8.1 SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PLAN DE CONTINGENCIA.....	123
8.2 NORMAS AMBIENTALES.....	125
8.3 IMPACTO AMBIENTAL ORIGINADO POR GAS.....	129
8.3.1 IDENTIFICACIÓN DE FUENTES FIJAS DE EMISIÓN DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS.....	129
8.4 MONITOREO DE PARÁMETROS DE EMISIONES DE GASES.....	131
8.5 MONITOREO DE NIVEL DEL RUIDO EN GENERACIÓN.....	132
8.6 IMPACTOS OCASIONALES.....	132
 CAPÍTULO IX.....	 134
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	134
9.1 CONCLUSIONES.....	134
9.2 RECOMENDACIONES.....	137
 MATERIALES DE REFERENCIA.....	 139
 ANEXOS.....	 143

Anexo A	144
Anexo B	145
Anexo C-1	146
Anexo C-2	147
Anexo D	148
Anexo E-1	149
Anexo E-2	150

LISTA DE TABLAS

		pp.
Tabla 2.1	Descripción litológica resumida de los yacimientos hidrocarburíferos del Campo Sacha.....	14
Tabla 3.1	Parámetros Petrofísicos de los Yacimientos Productores.....	21
Tabla 3.2	Producción de Petróleo.....	22
Tabla 3.3	Producción de Gas.....	24
Tabla 3.4	Parámetros PVT de las Arenas Productoras.....	28
Tabla 3.5	Petróleo Original In Situ.....	29
Tabla 3.6	Factor de Recobro Actual del Campo Sacha.....	31
Tabla 3.7	Reservas de Petróleo.....	32
Tabla 3.8	Reservas de Gas.....	34
Tabla 4.1	Estado actual de los pozos del Campo Sacha.....	37
Tabla 4.2	Cromatografía Sacha Norte 2.....	45
Tabla 4.3	Cromatografía Sacha Norte 1.....	46
Tabla 4.4	Cromatografía Sacha Central.....	47
Tabla 4.5	Cromatografía Sacha Sur.....	48
Tabla 4.6	Consumo Promedio de Gas para generación de energía eléctrica.....	50
Tabla 4.7	Gas de formación y Gas Quemado.....	52
Tabla 5.1	Tasas de Producción del Campo Sacha (5 años).....	54
Tabla 5.2	Tasas de Producción del Campo Sacha (10 años).....	59
Tabla 6.1	Sistemas instalados Planta de Gas Shushufindi.....	87
Tabla 6.2	Cromatografía Gas Residual (entrada planta modular CO ₂).....	91
Tabla 6.3	Cromatografía Gas Residual (salida planta modular CO ₂).....	98
Tabla 6.4	Balance de carga Sacha (2009).....	112

Tabla 6.5	Balance de carga Sacha (2010).....	113
Tabla 7.1	Costo de Equipos y Mantenimiento.....	115
Tabla 7.2	Requerimiento gas residual.....	117
Tabla 7.3	Costo por Consumo de Diesel.....	118
Tabla 7.4	Costo por utilizar gas.....	120
Tabla 8.1	Parámetros y valores máximos referenciales.....	128

LISTA DE GRÁFICOS

pp.

Gráfico 3.1	Historial de producción de petróleo.....	23
Gráfico 3.2	Historial de producción de Gas.....	25
Gráfico 3.3	Petróleo Original In Situ.....	30
Gráfico 3.4	Reservas remanentes de Petróleo.....	33
Gráfico 3.5	Reservas de Gas.....	35
Gráfico 4.1	Producción acumulada de agua, gas y petróleo del campo Sacha.....	38
Gráfico 4.2	Consumo promedio de gas.....	51
Gráfico 4.3	Quema de Gas.....	53
Gráfico 5.1	Proyección de producción de petróleo para 5 años.....	56
Gráfico 5.2	Proyección de producción de agua para 5 años.....	57
Gráfico 5.3	Proyección de producción de gas para 5 años.....	58
Gráfico 5.4	Proyección de producción de petróleo para 10 años.....	61
Gráfico 5.5	Proyección de producción de agua para 10 años.....	62
Gráfico 5.6	Proyección de producción de gas para 10 años.....	63
Gráfico 7.1	Costo por consumo de Diesel.....	119

LISTA DE FIGURAS

pp.

Figura 2.1	Mapa de Ubicación Campo Sacha.....	7
Figura 2.2	Delimitación del Campo Sacha.....	8
Figura 2.3	Columna estratigráfica de interés del Campo Sacha.....	9
Figura 2.4	Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	11
Figura 2.5	Ubicación de las Estaciones de Producción, Campo Sacha.....	15
Figura 2.6	Ubicación de los pozos del Campo Sacha.....	18
Figura 4.1	Cromatograma.....	40
Figura 4.2	Diagrama de un cromatógrafo de gas.....	42
Figura 6.1	Diagrama simplificado de la Planta recuperadora de gas de la estación Sacha Norte 2.....	65
Figura 6.2	Diagrama simplificado de la Planta recuperadora de gas de la estación Sacha Norte 1.....	78
Figura 6.3	Diagrama simplificado de la Planta recuperadora de gas de la estación Sacha Central.....	80
Figura 6.4	Diagrama simplificado de la Planta recuperadora de gas de la estación Sacha Sur.....	82
Figura 6.5	Planta de gas Shushufindi.....	85
Figura 6.6	Proceso de separación de una membrana.....	94
Figura 6.7	Planta de remoción de CO ₂	96
Figura 6.8	Diagrama captación gas residual Sacha Norte 1.....	100
Figura 6.9	Captación Gas Residual.....	101
Figura 6.10	Descarga del compresor.....	102
Figura 6.11	Turbo bombas sistema Poweroil.....	102
Figura 6.12	Interconexión bombas wáter flow.....	103
Figura 6.13	Interconexión válvulas reguladoras de presión.....	103
Figura 6.14	Diagrama captación gas residual Sacha Central.....	104

Figura 6.15	Captación gas residual.....	105
Figura 6.16	Descarga compresor Petroindustrial.....	106
Figura 6.17	Ingreso a las turbinas de generación eléctrica.....	106
Figura 6.18	Interconexión bombas de oleoducto.....	107
Figura 6.19	Interconexión válvulas reguladoras de presión.....	107

LISTA DE ECUACIONES

pp.

Ecuación 1. Cálculo del POES por el método volumétrico.....	27
Ecuación 2. Cálculo del Factor Volumétrico del petróleo.....	31
Ecuación 3. Reservas remanentes.....	32
Ecuación 4. Cálculo de las Reservas del gas.....	35
Ecuación 4.Ley de Henry.....	94
Ecuación 5. Cálculo Relación entre crudo y gas (costo del gas).....	116
Ecuación 6. Cálculo costo del gas.....	116
Ecuación 7. Combustión de un Hidrocarburo.....	131

SIGLAS Y ABREVIATURAS

ACT:	AutomaticCustody Transfer
API:	American PetroleumInstitute
AST:	Análisis de Seguridad en el Trabajo
BAPD:	Barriles de agua por día
BES:	Bombeo Electrosumergible
BIs:	Barriles
BN:	Barril Normal
Boi:	Factor Volumétrico del petróleo inicial
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BSW:	Basic Sediments and Water
Coi:	Compresibilidad del petróleo inicial
cP:	Centipoise
EPA:	Agencia de protección medioambiental
FR:	Factor de Recuperación
ft:	pies
GE GAS:	Gravedad Específica del gas
GOR:	Relación Gas-Petróleo
ho:	Espesor neto de la formación
HP:	Horse-power
md:	Milidarcy
MEA:	Monoetanolamina
MMPCD:	Millones de pies cúbicos por día
mV:	Milivoltio
NaCl:	Cloruro de Sodio
Nr:	Reservas Remanentes
OGE:	Optimización Generación eléctrica
Pb:	Punto de Burbuja
Pc:	Presión de cabeza
PCD:	Pies cúbicos por día
PC/H:	Pies cúbicos por hora

Pi:	Presión inicial
plg:	Pulgada
POES:	Petróleo Original en Sitio
ppm:	Partespor millón
Psi:	Pounds – force per square inch
Psig:	Pounds – force per square inch (gauge)
PVT:	Presión, Volumen, Temperatura
Rs:	Relación de Solubilidad
SEIP:	Sistema eléctrico interconectado Petroproducción
SESA:	Sistema eléctrico Sacha
SHE:	Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador
Swi:	Saturación de agua inicial
TIR:	Tasa Interna de Retorno
VAN:	Valor Actual Neto
μ_{oi}:	Viscosidad del petróleo inicial

RESUMEN DOCUMENTAL

Tesis sobre: “Estudio de Factibilidad para el aprovechamiento del Gas producido en el Campo Sacha para la sustitución del diesel en la Generación de Energía Eléctrica”, este trabajo está enfocado al aprovechamiento del gas que se está quemando en las estaciones del Campo Sacha mediante la generación eléctrica en reemplazo del diesel.

Objetivo General: realizar el estudio de factibilidad para el aprovechamiento del gas producido en el Campo Sacha para la sustitución del diesel en la generación de electricidad. **Problema:**

elevados costos de operación por la utilización de diesel en la generación de energía eléctrica. **La Hipótesis:** ¿Cómo el aprovechamiento del gas

producido en el Campo Sacha va a reducir los costos de generación de electricidad y disminuir el impacto ambiental? **Marco Referencial:** el

Campo Sacha está ubicado en la provincia de Orellana al Nororiente de la

Región Amazónica Ecuatoriana. **Marco Teórico:** características del Campo Sacha, ubicación, aspectos geológicos, descripción litológica de

los yacimientos productores, historial de producción, cálculo de reservas del campo, diagnóstico del gas asociado, caracterización del gas

producido, consumo del gas asociado, quema del gas asociado.

Descripción del proceso de captación, compresión del gas, diseño de la generación, distribución de energía eléctrica en el Campo Sacha.

Seguridad industrial e impacto ambiental originado por gas, plan de contingencia, normas ambientales. **Marco Metodológico:** la

mejor selección de equipos para la generación de energía eléctrica sustituyendo el diesel y aprovechando el gas que es quemado en las

estaciones del Campo Sacha, además un análisis técnico económico para determinar la inversión del proyecto y su rentabilidad. **Conclusión:**

Generar energía eléctrica utilizando gas natural como combustible, produce un gran beneficio económico, ya que se obtiene con un

costo mínimo de producción en comparación con el precio de compra de diesel, lo que genera altos costos para los fabricantes, también se

elimina la ventilación de gas y el gran porcentaje de la contaminación atmosférica. **Recomendación:** Para promover la industrialización del gas como

combustible, para evitar así la contaminación por la quema de la misma, además el beneficio que aporta a la economía del país. Por tanto, es necesario darse cuenta

de que estamos perdiendo un combustible que es más limpio y más barato que el diesel.

DESCRIPTORES: <CAMPO SACHA>, <POZOS PRODUCTORES>, <POES>, <SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA LA GENERACIÓN ELECTRICA>, <ANÁLISIS ECONÓMICO>. <SEGURIDAD INDUSTRIAL E IMPACTO AMBIENTAL>

DOCUMENTAL ABSTRACT

Thesis about: "Feasibility Study for the use of gas produced in the Sacha field for the replacement of diesel power generation," this work is focused on the utilization of gas burning at stations by Sacha Field power generation in place of diesel. **General Objective:** to conduct a feasibility study for the use of gas produced in the Sacha field for the replacement of diesel power generation. **Problem:** high operating costs for the use of diesel in the generation of electricity. **Hypothesis:** How the use of gas produced in the Sacha field will reduce the costs of electricity generation and reduce the environmental impact? **Reference Framework:** Sacha Field is located in the northeastern province of Orellana in the Amazon Region. **Theoretical Framework:** Sacha Field characteristics, location, geological, lithological description of the producing reservoirs, production history, field reserve estimates, diagnosis of associated gas, produced gas characterization, use of associated gas flaring associated gas. Description about recruitment process, gas compression, design generation, power distribution on Sacha. Industrial safety and environmental impact caused by gas, contingency plan, environmental standards. **Methodological framework:** best selection of equipment for power generation replacing the diesel and using the gas burned in the Sacha field stations, as well as technical and economic analysis to determine the project investment and profitability. **Conclusion:** generate electricity using natural gas as a fuel, it gets a great economic benefit since it is obtained with a minimum cost of production compared to the purchase price of diesel, which generates high costs for manufacturers, to over remove in large percentage venting and combustion of gas into the atmosphere, to thereby reduce environmental pollution. **Recommendation:** To promote the industrialization of gas as a fuel, to thereby prevent pollution from the burning of it; hence. Benefit it would bring to the country's economy. It is therefore necessary to realize that we are wasting a fuel that is cleaner and cheaper than diesel.

WORDS: <Field SACHA>, <POZOS PRODUCTORES>, <POES>, <Selecting ELECTRICA> GENERATION EQUIPMENT, <ANÁLISIS ECONÓMICO>. INDUSTRIAL AND IMPACT <SEGURIDAD AMBIENTAL>

INTRODUCCIÓN

El gas natural procesado dentro del sector energético tiene gran importancia por las ventajas que ofrece en el uso industrial, doméstico y como fuente generadora de electricidad.

Por las ventajas que presenta el gas, su uso ha venido aumentando rápidamente especialmente en el consumo de energía; en el mundo se incrementará en un 57% entre 2004 y 2030, se espera que el aumento del uso tanto del petróleo como del gas natural siga en aumento.

El propósito de aprovechar el gas asociado que se produce en el campo Sacha es con la finalidad de reducir la contaminación ambiental y a su vez disminuir los costos de generación eléctrica usándolo como combustible sustituyendo el diesel.

El gas asociado ofrece mayor competitividad al brindar menores costos de operación para la industria y también en términos de inversión, tiempos de construcción de plantas de generación eléctrica. Se prevé que seguirá aumentando el consumo de gas asociado para generación de electricidad

Con la finalidad de aprovechar en su totalidad el gas natural que se produce en el campo que opera RIO NAPO CEM (Campo Sacha), en este proyecto de tesis se presenta como la alternativa más práctica, el estudio para la captación y transporte del gas asociado a la explotación de crudo del Campo Sacha, para su posterior utilización como combustible para la generación de energía eléctrica por medio de motores DRESSER Waukesha 275GL

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

Elevados costos de operación por la utilización de diesel en la generación de energía eléctrica, para uso en la operación del campo.

1.2 ENUNCIADO DEL TEMA

“Estudio de factibilidad para el aprovechamiento del gas producido en el Campo Sacha para la sustitución del diesel en la generación de energía eléctrica. Septiembre 2011”

1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En la actualidad en el Campo Sacha se quema el gas producido sin beneficio alguno en los mecheros de la estación de producción, sin aprovechar el valor energético que podemos obtener de este, además de producir impactos ambientales negativos en la zona. Las necesidades actuales y futuras de Energía Eléctrica en RIO NAPO CEM dependen mucho del tipo de combustible que utiliza para generar la potencia suficiente para sus operaciones.

Al utilizar diesel como combustible para la generación de energía eléctrica se requiere de una gran inversión económica, la capacidad de generación eléctrica con que cuenta el Campo Sacha en estos momentos es insuficiente, por lo que no logra satisfacer todas sus

necesidades. El desarrollo productivo de la Compañía de Economía Mixta RIO NAPO demanda gran consumo de energía eléctrica por lo tanto podemos decir que se necesita generar energía eléctrica con bajos costos y la potencia suficiente para proveer de energía para la operación del campo.

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

En la Empresa de Economía Mixta RIO NAPO el aprovechamiento del gas natural del Campo Sacha como combustible puede generar grandes beneficios, como es la reducción de costos por concepto de adquisición de combustible en la Central de Generación Eléctrica. En la zona se quema gran cantidad de gas diariamente por lo que existe mucha contaminación atmosférica.

El presente estudio es un aporte técnico práctico para evitar la contaminación ambiental y la reducción de los costos mediante el diseño de las facilidades de producción, captación y generación de la energía eléctrica suficiente para solventar la operación del campo.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General

Realizar el estudio de factibilidad para el aprovechamiento del gas producido en el campo Sacha para la sustitución del diesel en la generación de electricidad.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Analizar los aspectos geológicos y determinar las reservas de gas natural en el campo Sacha.

- Determinar la producción de gas asociado en el Campo Sacha, la cantidad de gas asociado que se quema diariamente y su impacto ambiental.
- Realizar la caracterización del gas producido en el Campo Sacha a través de cromatografías de los gases.
- Determinar las condiciones y consumo actuales de energía eléctrica en el Campo Sacha.
- Determinar el costo de producción de energía eléctrica para el Campo Sacha utilizando diesel.
- Realizar un análisis económico de la producción de energía eléctrica utilizando gas.
- Seleccionar los equipos más eficientes para el aprovechamiento de gas en la generación de energía eléctrica
- Realizar el análisis técnico-económico del proyecto.

1.6 FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD

El presente estudio es factible ya que se cuenta con el talento humano idóneo, los estudiantes investigadores, recursos económicos propios, así como también del auspicio técnico de la empresa, tiempo necesario, bibliografía y webgrafía suficiente para el desarrollo del mismo.

El presente estudio puede desarrollarse gracias al convenio existente entre la facultad y la Empresa de Economía Mixta Rio Napo que permitirá el acceso a la información e instalaciones para realizar nuestra investigación.

1.7 HIPÓTESIS

¿Cómo el aprovechamiento del gas asociado producido en el Campo Sacha va a reducir los costos de generación de electricidad y disminuir el impacto ambiental?

CAPITULO II

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO SACHA

2.1 GENERALIDADES

El Campo Sacha en sus inicios estaba operado por el Consorcio Texaco – Gulf fue probada con el pozo exploratorio Sacha 1, perforado con una torre helitransportable a partir del 21 de enero de 1969. Alcanzó los 10160 pies de profundidad y produjo 1328 BPPD de 30° API provenientes del Yacimiento Hollín. Este pozo continúa en producción, contando al primer trimestre de 2003 con un acumulado de aproximadamente 10300000 Barriles.

El campo fue puesto en producción el 6 de julio de 1972 a una tasa promedio diaria para ese mes de 29269 BPPD, incrementándose hasta un promedio de 117591 BPPD en noviembre de ese mismo año, que es la producción máxima registrada en la vida del campo.

La producción de crudo se mantuvo por sobre los 60000 BPPD hasta el año 1994, luego de lo cual ha venido declinando hasta la actualidad en que su producción diaria aproximadamente es de 40000 barriles.¹

Actualmente Operaciones Río Napo Compañía de Economía Mixta, está a cargo de las operaciones del campo, se lo ha catalogado como un campo

¹ Rivadeneira, Marco Baby, Patrice. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, Octubre 2004.

en desarrollo con una producción de aproximadamente 50000 BPPD.²

2.2 UBICACIÓN CAMPO SACHA

El Campo Sacha se encuentra ubicado en la provincia de Francisco de Orellana al Nororiente de la región Amazónica ecuatoriana, delimitado al Norte por los campos Palo Rojo, Eno, Ron y Vista, al Sur por los campos Culebra-Yulebra, al Este por el campo Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi – Aguarico, mientras que al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito (ver Figura 2.1; Figura 2.2).

Geográficamente está ubicado en las coordenadas: 00°11'00" y los 00°24'30" de Latitud Sur y desde los 76°49'40" hasta los 76°54'16" de Longitud Oeste. Tiene una extensión areal de aproximadamente 124 km².

Figura 2.1 Mapa de Ubicación Campo Sacha



Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo CEM

² FUENTE: Operaciones Rio Napo CEM, a Marzo de 2011.

2.3.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SACHA

Figura 2.3 Columna estratigráfica de interés del Campo Sacha

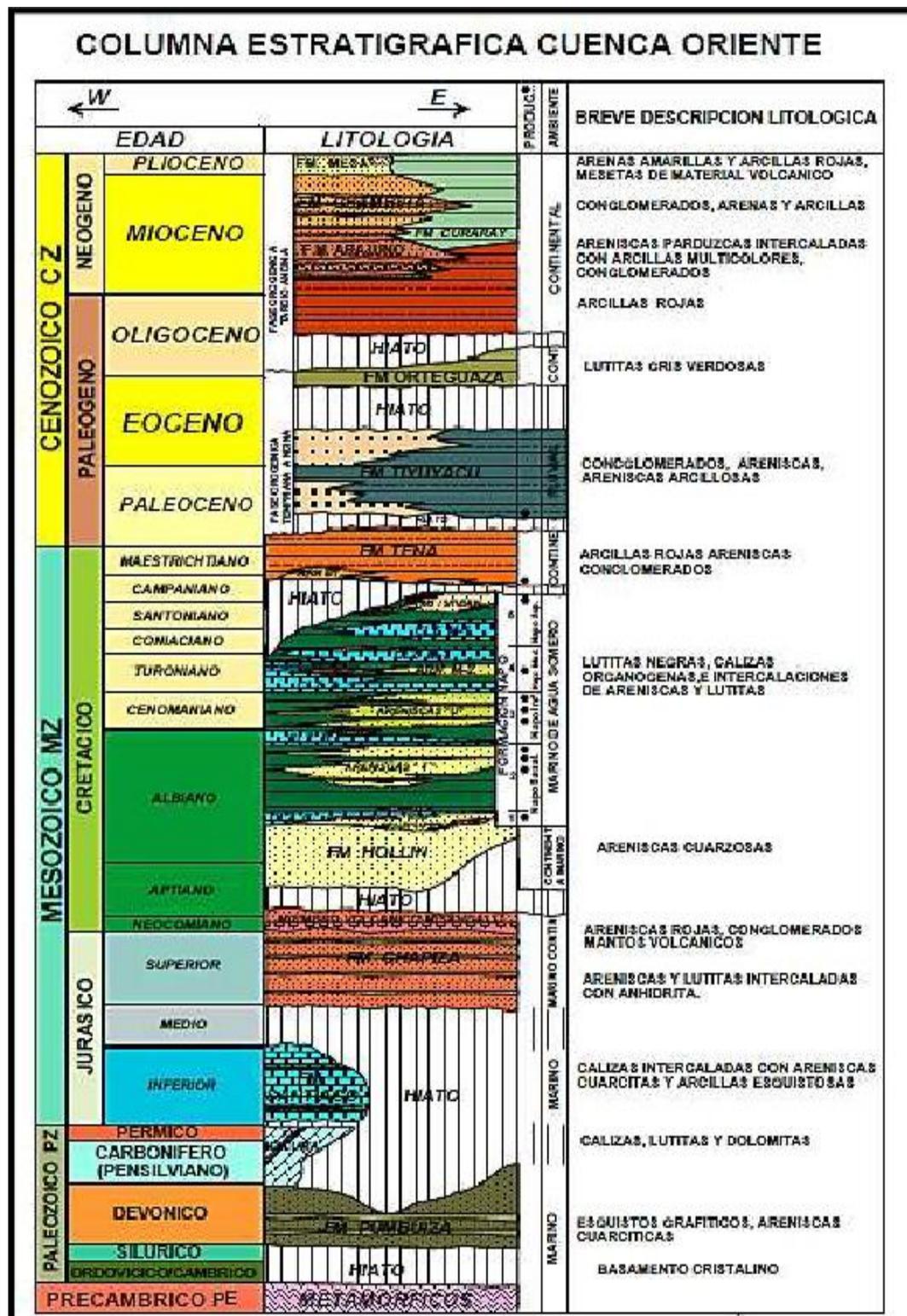
ORTEGUAZA		LUTITA: gris verdosa, café, mod dura=suve, lam-astil, no calc. ARENA: Qtz, trasp-trasl, suelta, grn med, occ grs, sbang, mod sel, no vis mtz & cmt.	900
TIYUYAGU		ARCILLITA: rojo ladrillo, amarillo, crema, mod dura, no calc. LIMOLITA: Rojo ladrillo, café, mod dura, ireg, no calc. CGL CHRT: Negro, ahumado, mostaza, muy duro, grs muy grs, ang, fract concoidal.	1700
TENA	Tena	ARCILLITA: Choc, café rojizo, rojo ladrillo, suave-mod dur, ireg-bloc, calc.	630
	BT	ARENISCA: Qtz, trasp-trasl, gris claro, gr fino-med, e/p mtz kao & no vis cmt.	10
N A P O		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	75
	"M1"	CALIZA: blanca, gris oscura, gris claro, terrosa, blocosa, blanda, mnr cristalina.	15
	"M1"	ARENISCA: blnc, qtz, sbtrasp-sbtrasl, gris claro, gr muy fin-fin, no vis mtz & calc cmt c/glau incl.	???
	"L"	CALIZA: Marcador radiactivo	5
		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	150
	"M2"	CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco, blocosa, criptocristalina, mod dur-dur. Secuencia calcáreo - lutítica.	100
	"M2"	ARENISCA: Qtz, gris, blanc, sbtrasp-sbtrasl, gr muy fin-fin, mtz arcill & calc cmt, e/p incl glauc.	24
	"A"	CALIZA: Crema, gris bandeada, blanda-mod dur, sbblc, e/p incl glauc.	130
		ARENISCA GLAUC: Qtz, blanc, sbtrasp-sbtrasl, fri-mod dur, gr muy fin-fin, mtz arg & cmt calc.	10
	"U"	LUTITA	60
		ARENISCA: Qtz, trasp-trasl, suelt-fri, gr med, no vis mtz occ arg mtz & cmt.	35
		LUTITA: con intercalaciones de arena	110
	"B"	CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco, blocosa, criptocristalina, mod dur-dur.	30
		ARENISCA GLAUC: Qtz, blanc, sbtrasp-sbtrasl, fri-mod dur, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.	15???
	"T"	LUTITA: con intercalaciones de arena	70
	ARENISCA: Qtz, trasp-trasl, suelta-fri, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.	50	
Basal Napo	LUTITA: Gris oscura, mod dura, astillosa-lam, c/ incl pyr, mic, occ glau.	120	
"C"	CALIZA: café oscura, mot con blanco, grainstone-mudstone, ireg-blc.	12	
HOLLIN	H sup	ARENISCA: blanca, qtz, trasp-trasl, gr f-med, fri, e/p arg mtz, calc cmt, c/ incl glauc.	40-70
	H inf	ARENISCA: trasp-trasl, qtz, gr f-med, suelta, no vis mtz & cmt.	110

Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo CEM

La producción de hidrocarburos en la cuenca oriente del Ecuador de manera general está relacionada a la era mesozoica y a los depósitos de la edad del Cretácico inferior a medio (formación Hollín y Napo) y, de la edad Cretácico superior (formación Basal Tena), ver figura 2.3

Se han realizado cuantiosos estudios sobre estratos y sus propiedades, que van desde la superficie hasta las zonas de interés para la cuenca oriental ecuatoriana, los cuales definen el comportamiento estratigráfico del Campo Sacha, por lo cual se ha diseñado una columna base y de donde se obtiene información, como: era y edad geológica, formación a la que corresponde, ambiente de depositación, espesor promedio, litología, etc. ver figura 2.4.

Figura 2.4 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente



Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo CEM

2.4 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES

A continuación se presenta una descripción litológica de los principales yacimientos de interés hidrocarburífero en forma resumida; el principal yacimiento dentro del Campo Sacha está constituido por la formación Hollín, siguiéndole en importancia las formaciones Napo U y Napo T, y finalmente la formación Basal Tena.

2.4.1 YACIMIENTO HOLLÍN

2.4.1.1 Arenisca Hollín Inferior

“Consiste en una arenisca blanca cuarzosa, consolidada, de grano medio a grueso, matriz y cemento silicio, inclusiones locales de carbón, ámbar, caolín y con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos. El posible ambiente de depósito para este yacimiento es del tipo fluvial”.³

2.4.1.2 Arenisca Hollín Superior

“Corresponde a una arenisca cuarzosa-glauconítica, calcárea, de grano fino a muy fino, tiene interestratificaciones de lutitas negras, ligeramente calcáreas. Usualmente unos pocos estratos delgados de color marrón brillante, denso, calizas y limos calcáreos están presentes, matriz arcillosa, cemento silicio con inclusiones de glauconita y dorita. El posible ambiente de depósito es del tipo estuario dominado por mareas”.⁴

³ Bistow & Hoffstetter, 1997

⁴ Bistow & Hoffstetter, 1997

2.4.2 YACIMIENTO NAPO

2.4.2.1 Arenisca Napo T inferior

“Constituida por una arenisca cuarzosa, café clara, grano medio a fino, cemento silicio, forma la selección arenosa de la secuencia Napo T de mayor continuidad vertical y lateral, es usualmente gris o marrón, pero en ciertos lugares es verdusco debido a la presencia de glauconita”.⁵

2.4.2.2 Arenisca Napo U inferior

“Constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, grano medio a fino, ocasionalmente grano medio, cemento silicio, fluorescencia amarillo-blanquecino”.⁶

2.4.3 Yacimiento Basal Tena

“Compuesta por una arenisca cuarzosa, sub-transparente a sub-translucida, moderadamente consolidada, sub-angular a sub-redondeada, selección moderada, matriz arcillosa, grano medio a fino, contiene arcillas incrustadas, mayormente rojas o marrones, siendo este color rojo acentuado en superficie, pero en profundidad, son grises y verdosas”.

“El desarrollo de esta arena es de forma irregular, dando lugar a la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas a lo largo del campo”.⁷

A continuación se muestra la descripción litológica de los yacimientos productores en el campo Sacha en la tabla 2.1

⁵ Bistow & Hoffstetter, 1997

⁶ Bistow & Hoffstetter, 1997

⁷ Bistow & Hoffstetter, 1997

Tabla 2.1. Descripción litológica resumida de los yacimientos hidrocarburíferos del Campo Sacha

FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
HOLLÍN INFERIOR	Arenisca
HOLLÍN SUPERIOR	Arenisca
NAPO T INFERIOR	Arenisca, lutita, caliza
NAPO U INFERIOR	Arenisca y lutita
BASAL TENA	Arenisca

Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo CEM

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

2.5 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha dispone de cuatro estaciones de producción, las cuales se encargan de recolectar y procesar la producción de los pozos del campo y son las siguientes, ver figura 2.5:

- Estación Sacha Norte 2
- Estación Sacha Norte 1
- Estación Sacha Central
- Estación Sacha Sur

Figura 2.5 Ubicación de las Estaciones de Producción, Campo Sacha



Fuente: Archivos Campo Sacha, Rio Napo CEM

2.5.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 2

La estación Sacha Norte 2 está ubicada en las siguientes coordenadas geográficas, latitud $0^{\circ} 13' 9.923''$ Sur y longitud $76^{\circ} 50' 32.92598''$ Oeste, encargada de recibir y tratar el crudo producido por los diferentes pozos productores, y direccionar el gas producido en la etapa de separación hacia los mecheros de la referida estación, para lo cual cuenta con instalaciones en superficie

totalmente equipadas tal como separadores de producción, separadores de prueba con instrumentación para el sistema SCADA, desgasificadores, tanques de lavado, tanques de surgencia, medidores de BSW, gabinete de comunicaciones, y todo lo necesario y pertinente para optimizar y procesar la producción, así también tiene la capacidad para manejar el agua de formación producida mediante un sistema cerrado de inyección y reinyección de agua.

Esta estación es un punto de fiscalización y su producción es entregado al SOTE a través del Oleoducto Secundario, esto gracias al mecanismo de ACT (AutomaticCustodyTransfer) localizada en su correspondiente área de contadores.

2.5.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

La estación Sacha Norte 1 está ubicada en las siguientes coordenadas geográficas, latitud 0° 18' 26.533" Sur y longitud 76° 51' 26.69756" Oeste, cuya función es receptor y tratar el crudo producido por los diferentes pozos productores para luego ser enviado a la estación Sacha Central, el agua de formación producida también tiene como destino final la estación de producción mencionada; a diferencia de la anterior estación, a más de direccionar el gas producido en la etapa de separación hacia los mecheros, utiliza un porcentaje de esta producción para el sistema PowerOil como combustible, para lo cual cuenta con instalaciones en superficie totalmente equipadas tal como separadores de producción uno de ellos esta automatizado, separadores de prueba con instrumentación para el sistema SCADA, desgasificadores, tanques de lavado, tanques de surgencia, medidores de BSW, gabinete de comunicaciones, bombas de inyección , una unidad de tratamiento de agua, etc.

2.5.3 ESTACIÓN SACHA CENTRAL

La estación Sacha Central está ubicada en las siguientes coordenadas geográficas, latitud 0° 19' 23.613" Sur y longitud 76° 52' 30.41101" Oeste, receipta y trata el crudo producido por los diferentes pozos productores de esta estación y de las estaciones: Sacha Norte 1, Sacha Sur.

A más de quemar en los mecheros el gas producido en la etapa de separación, utiliza un porcentaje de esta producción para el sistema PowerOil.

En esta estación se encuentran las oficinas administrativas así como también la torre principal de telecomunicaciones, está dotada de instalaciones en superficie totalmente equipadas tales como separadores de prueba instrumentados y de producción, tableros para los computadores de flujo, tiene una área de contadores ACT (AutomaticCustodyTransfer), tanques de lavado, tanques surgencia, tanques de almacenamiento, área de inyección de químicos, unidades para sistemas de PowerOil, etc.

2.5.4 ESTACIÓN SACHA SUR

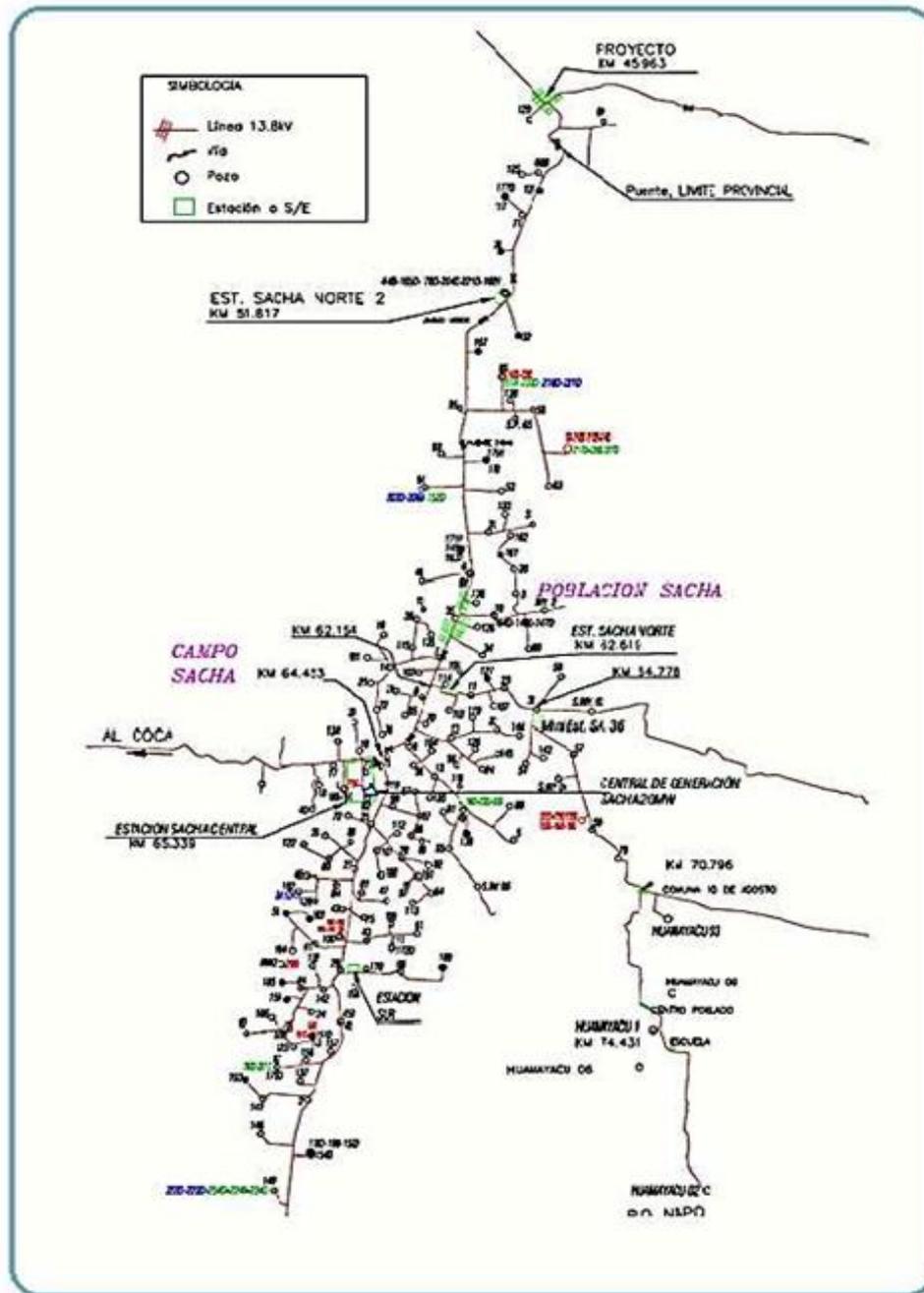
La estación Sacha Sur está ubicada en las siguientes coordenadas geográficas, latitud 0° 22' 16.733" Sur y longitud 76° 52' 48.12256" Oeste, receipta y trata el crudo producido por los diferentes pozos productores de esta estación. El agua de formación producida por esta estación y la enviada desde la Estación Central es receiptada por las facilidades pertinentes y adecuadas para la reinyección de la misma, a más de quemar en los mecheros el gas producido en la etapa de separación, utiliza un porcentaje de esta producción para el sistema PowerOil.

Esta estación tiene instalaciones en superficie totalmente equipadas tales como separadores de prueba instrumentados y de producción,

área de contadores ACT(AutomaticCustody Transfer), tanques de lavado, tanques surgencia, cuenta con una área de bombas para sistemas de bombeo hidráulico, gabinete de comunicaciones, etc.

2.6 UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA

Figura 2.6 Ubicación de los pozos del Campo Sacha



Fuente: Depto. De Ing. Civil, Rio Napo.

CAPÍTULO III

PETROFÍSICA E HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

3.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES

El campo Sacha produce de los siguientes yacimientos:

3.1.1 FORMACIÓN HOLLÍN

3.1.1.1 Hollín Superior

Este reservorio presenta una buena saturación de hidrocarburos, con una porosidad media del 14.2 %, con un espesor saturado promedio de 12 pies al centro del campo.

Este yacimiento hacia la parte Norte del campo disminuye el espesor neto saturado a 7,5 pies, una permeabilidad de 130 milidarcy y una salinidad de 3.891 ppm NaCl.

3.1.1.2 Hollín Inferior

Tiene una buena saturación de Hidrocarburos, una porosidad de alrededor del 17.1 % en promedio, un espesor promedio saturado de 12 a 15 pies, una permeabilidad de 350 milidarcy y una salinidad de 500ppmNaCl.

3.1.2 FORMACIÓN NAPO

3.1.2.1 Arenisca "U" Inferior

Tiene buena saturación de hidrocarburos, con un espesor neto promedio de 23 pies, su porosidad promedio es del 16.7 %, una permeabilidad de 425milidarcy y una salinidad promedio de 20.000 a 25.000 ppm NaCl.

3.1.2.2 Arenisca "T" Inferior

Su espesor neto saturado es de 21 pies, una porosidad de 14,5%, una permeabilidad de 240milidarcy, y con una salinidad promedio de 10000 a 20000 ppm de NaCl.

3.1.3 FORMACIÓN BASAL TENA

Tiene una buena saturación de hidrocarburos, con un espesor neto promedio de 9 pies, una porosidad de 18%, una permeabilidad de 433 milidarcy y salinidad promedio de 18000 a 30000 ppm.

Tabla 3.1 Parámetros Petrofísicos de los Yacimientos Productores

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BASAL TENA	NAPO		HOLLÍN	
		“U”	“T”	SUPERIOR	INFERIOR
Espesor neto promedio (pies)	9	23	21	12	12
Porosidad (%)	18	16.7	14.5	14.2	17.1
Permeabilidad (md)	433	425	240	130	350
Salinidad (ppm Cl⁻¹)	18000-30000	20000-25000	10000-20000	1000-4000	< 1000

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, SHE
Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos

3.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

En el Campo Sacha desde sus inicios, la producción de petróleo ha venido asociada la producción de gas de los diferentes yacimientos productores. Así a través de los años esta producción de gas ha ido incrementando hasta llegar a cifras considerables.

El perfil del campo muestra que fue puesto en producción el 6 de julio de 1972 a una tasa promedio diaria de 29269 BPPD, incrementándose hasta un promedio de 117591 BPPD en noviembre de ese mismo año, que es la producción máxima registrada en la vida del campo.

La producción con altos y bajos se mantuvo por sobre los 60000 BPPD hasta el año 1994, luego de lo cual ha venido declinando hasta la actualidad en que su producción diaria aproximadamente es de 40000 bls.

En abril de 2002 la producción promedio fue de 45185 BPPD, produciéndose una pequeña declinación de la producción al primer semestre de 2004 alcanzando un promedio de 37930 BPPD, en 2006 y 2008 la producción se mantiene entre los 44000 y 46000 BPPD, es notorio el incremento de la producción para el año 2010 con un promedio de 50672 BPPD. (Ver Tabla 3.2 y gráfico 3.1).

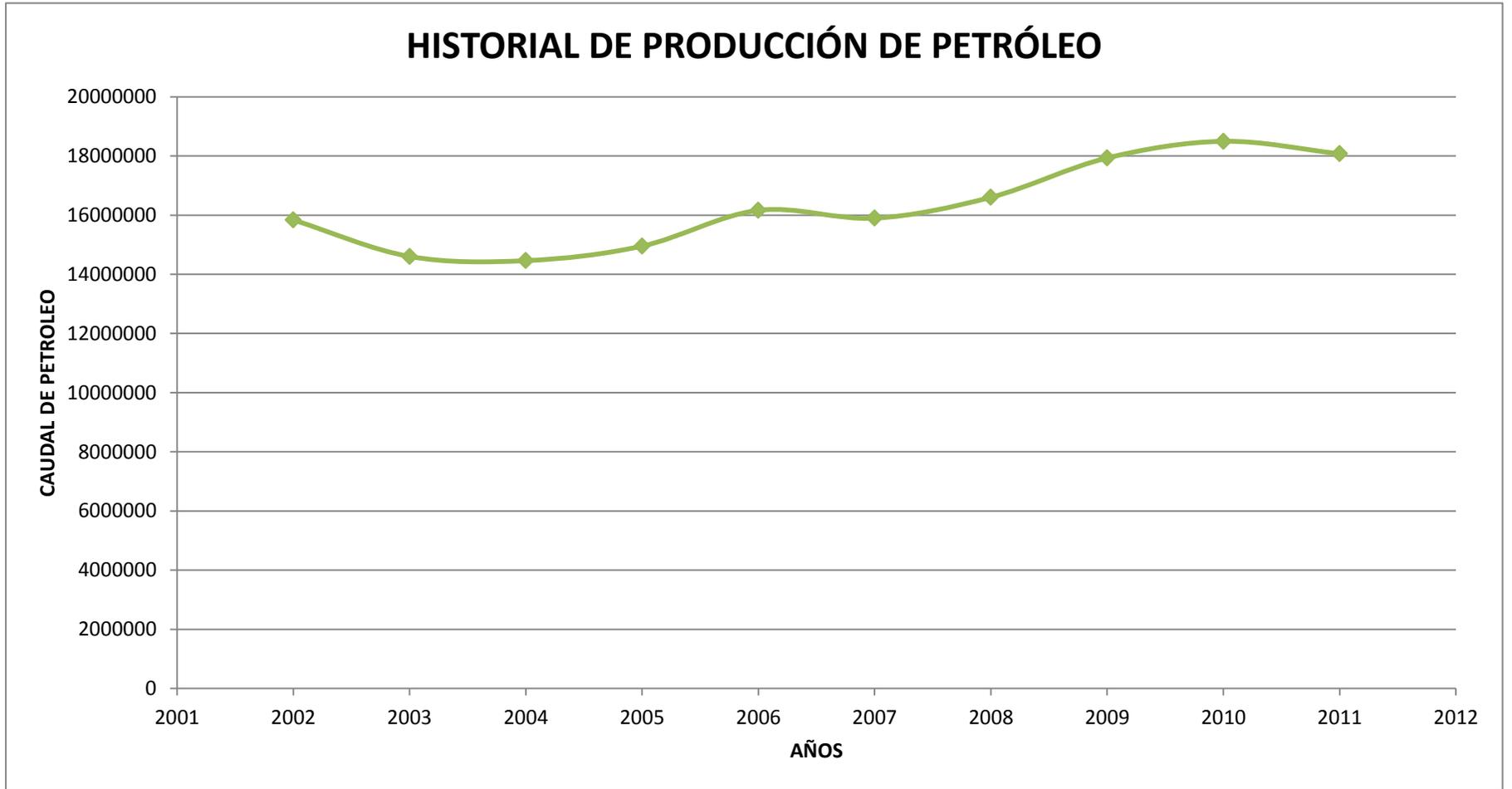
3.2.1 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Tabla 3.2 Producción de Petróleo

TIEMPO (Años)	PRODUCCIÓN (BlS/Años)	PRODUCCIÓN (BlS/Día)
2002	15.836.421	43.387,5
2003	14.602.575	40.007,1
2004	14.460.953,2	39.619,0
2005	14.952.179,7	40.964,9
2006	16.162.572,9	44.281,0
2007	15.896.488,3	43.552,0
2008	16.602.081,7	45.485,2
2009	17.930.997,5	49.126,0
2010	18.495.464,4	50.672,5
2011	18.074.926,7	50.208,1
2012	19.495.380,1	53.412,0

Fuente: Ingeniería de Producción, SHE
Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos

Gráfico 3.1 Historial de producción de petróleo



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos

3.2.2 PRODUCCIÓN DE GAS

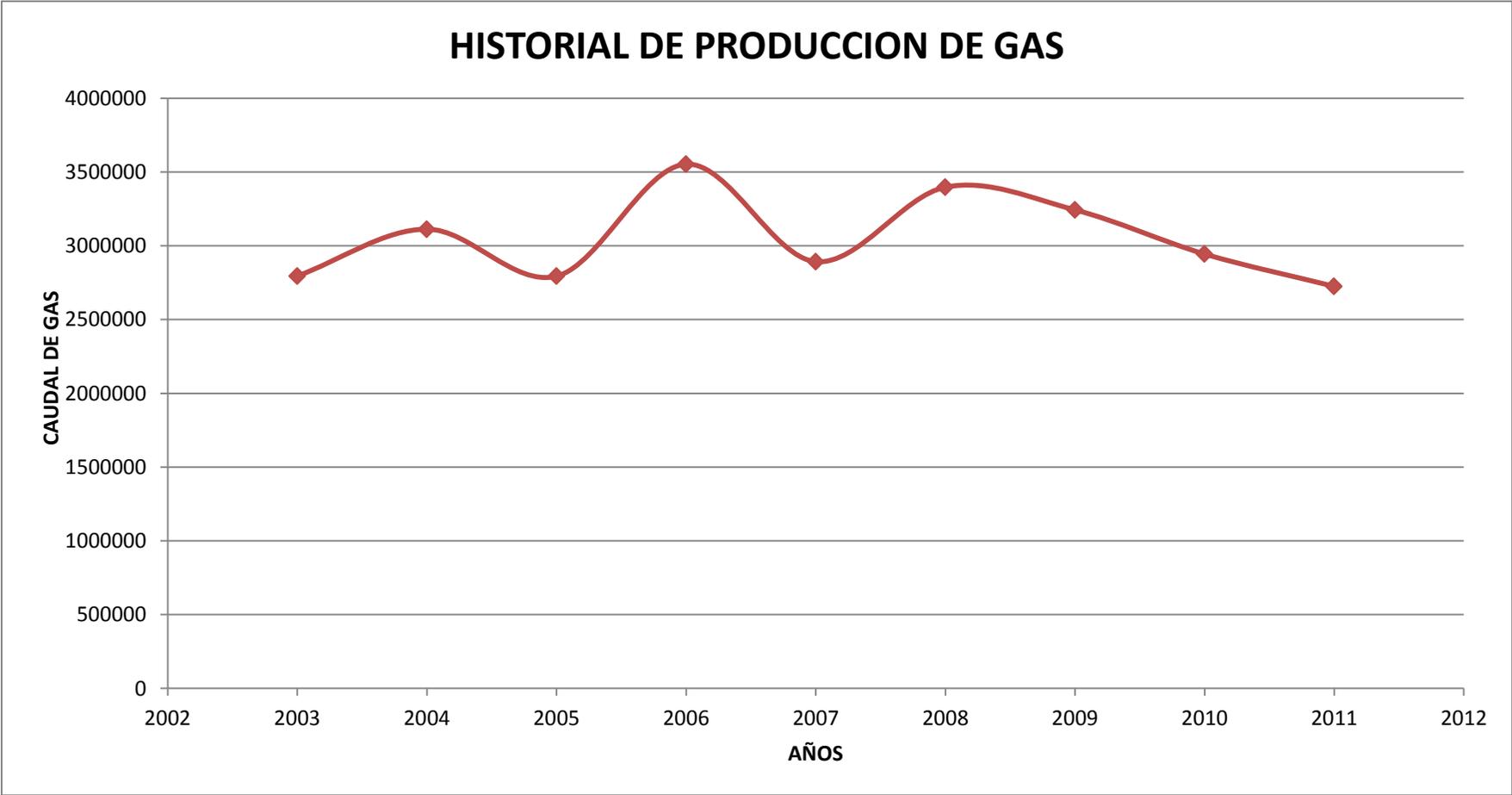
Tabla 3.3 Producción de Gas

TIEMPO (Años)	PRODUCCIÓN (MPCS/Años)	PRODUCCIÓN (MPCS/Día)
2003	2.795.273	7658,3
2004	3.112.734	8.528,3
2005	2.793.855	7.654,4
2006	3.553.085	9.734,5
2007	2.892.223	7.923,9
2008	3.397.238	9.307,5
2009	3.243.283	8.885,7
2010	2.944.140	8.066,1
2011	2.724.610	7.464,7
2012	3.137.029	8.594,6

FUENTE: Ingeniería de Producción, SHE

ELABORADO POR: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Gráfico 3.2Historial de producción de Gas



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

3.3 CÁLCULO DE RESERVAS

Uno de los objetivos principales es determinar las reservas de petróleo y gas del yacimiento y la recuperación anticipada bajo los mecanismos de recuperación existentes.

Para el cálculo de las reservas de petróleo del Campo Sacha se ha utilizado el Método Volumétrico.

3.3.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Este método para estimar las reservas probadas, se basa en la determinación volumétrica de las cantidades totales de los hidrocarburos In Situ, a los que se les aplica un factor de recuperación (F_R) y análisis petrofísicos de presión-volumen-temperatura (PVT).

El material básico para la estimación de reservas por el método volumétrico es:

- Registros Eléctricos de los pozos
- Análisis de muestras recogidas durante la perforación o en la completación de pozos
- Análisis de los fluidos encontrados
- Determinación de la porosidad total
- Determinación de la porosidad efectiva
- Determinación de las permeabilidades de las rocas y el estudio de otros parámetros.

Con la información anterior se genera mapas estructurales que permiten la interpretación geológica y las características petrofísicas de los fluidos, en particular los contactos gas-petróleo, petróleo-agua o gas-agua.

Se debe indicar que es importante que las muestras de pozos sean obtenidas en el inicio del desarrollo de los campos, ya que para una correcta evaluación de las reservas se requiere de dichas muestras

presenten lo más representativo de las condiciones originales del yacimiento.

3.3.2 CÁLCULO DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO PARA EL CAMPO SACHA

$$N = \frac{7758 * A * h_o * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

⁸

Reservas Remanentes = $N_r = N - N_p$

Donde::

N = Petróleo fiscal In Situ (BN)

A = Área del yacimiento (Acres)

h_o =Espesor Neto de la formación (pies)

ϕ = Porosidad (%)

S_w = Saturación de Agua (%)

B_{oi} = Factor Volumétrico (B_y/B_n)

F_R = Factor de Recobro (%)

N_r = Reservas remanentes

7758= Constante de conversión de unidades

⁸Craft B.C &Hawkins, M.F, 1977.

Utilizando la expresión anterior y los datos de tabla 3.4 se obtiene el volumen de petróleo In Situ de 3451.0 MM Bls. con un volumen de reservas de 411.705.289Bl. Detallados en la tabla 3.5, tabla 3.7y gráfico 3.3

Tabla 3.4 Parámetros PVT de las Arenas Productoras

PARÁMETROS	ARENAS				
	BT	U	T	HOLLÍN	
				SUPERIOR	INFERIOR
Porosidad (%)	18	16.7	14.5	14.2	17.1
Permeabilidad (md)	433	425	240	130	350
Saturación de agua inicial (%)	25	20-25	15-20	30-40	30-40
Factor Volumétrico inicial (B/BN)	1.12	1.23	1.37	1.33	1.16
Presión Inicial (PSIa)	3680	4054	4146	4450	4450
Presión de Burbuja (PSIa)	807	1052	1310	550	78
Espesor (ft)	9	23	21	12	12
Temperatura (°F)	181	219	221	225	225
API	24	27	28	28	28
GOR (PCS/BN)	50	270	436	80	80

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, SHE

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

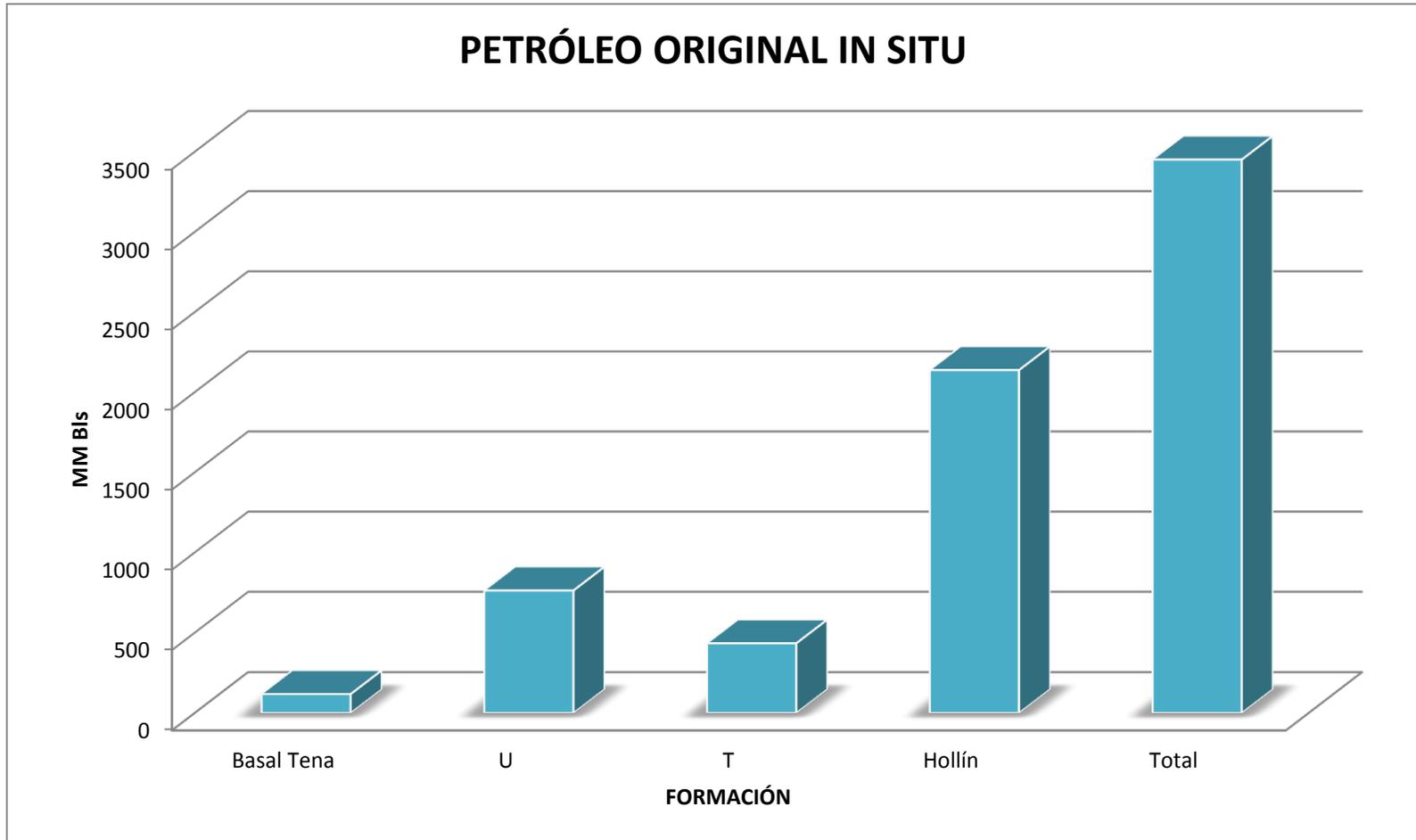
Tabla 3.5Petróleo Original In Situ

FORMACIÓN	Petróleo In Situ N (MMBN)
Basal Tena	117.6
U	762.6
T	483.3
Hollín	2137.5
Total	3501.0

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Dic. 2011 SHE

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Gráfico 3.3Petróleo Original In Situ



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

3.3.3 DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Al porcentaje de recuperación de petróleo en general se lo define de la siguiente manera: “es la relación entre la producción acumulada de un fluido y el volumen inicial del mismo fluido”.

Primeramente hablaremos del Porcentaje de Recuperación del Petróleo; si nos apegamos a la definición antes dada tenemos:

$$F_R = \frac{N_p}{N} \quad ^9$$

Donde:

F_R = Porcentaje de Recuperación

N_p = Producción Acumulada de Petróleo (BN)

N = Petróleo In Situ (BN)

La tabla 3.6 muestra el factor de recobro actual del Campo Sacha aplicando la fórmula anterior.

Tabla 3.6 Factor de Recobro Actual del Campo Sacha

FORMACIÓN	PRODUCCIÓN ACUMULADA N_p (MMBN)	F_R (%) Actual
Basal Tena	19.8	20.84
U	206.8	39.92
T	104.0	38.26
Hollín	462.6	32.33

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Dic. 2011 SHE

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

⁹Craft B.C & Hawkins, M.F, 1977.

3.3.4 DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO

Para la determinación de las reservas de petróleo se usa la siguiente expresión:

$$\text{Reservas Remanentes} = N_r = N - N_p$$

Donde:

N_r = Reservas Remanentes

N_p = Producción Acumulada de Petróleo (BN)

N = Petróleo In Situ (BN)

Los resultados se presentan en la tabla 3.7

Tabla 3.7 Reservas de Petróleo

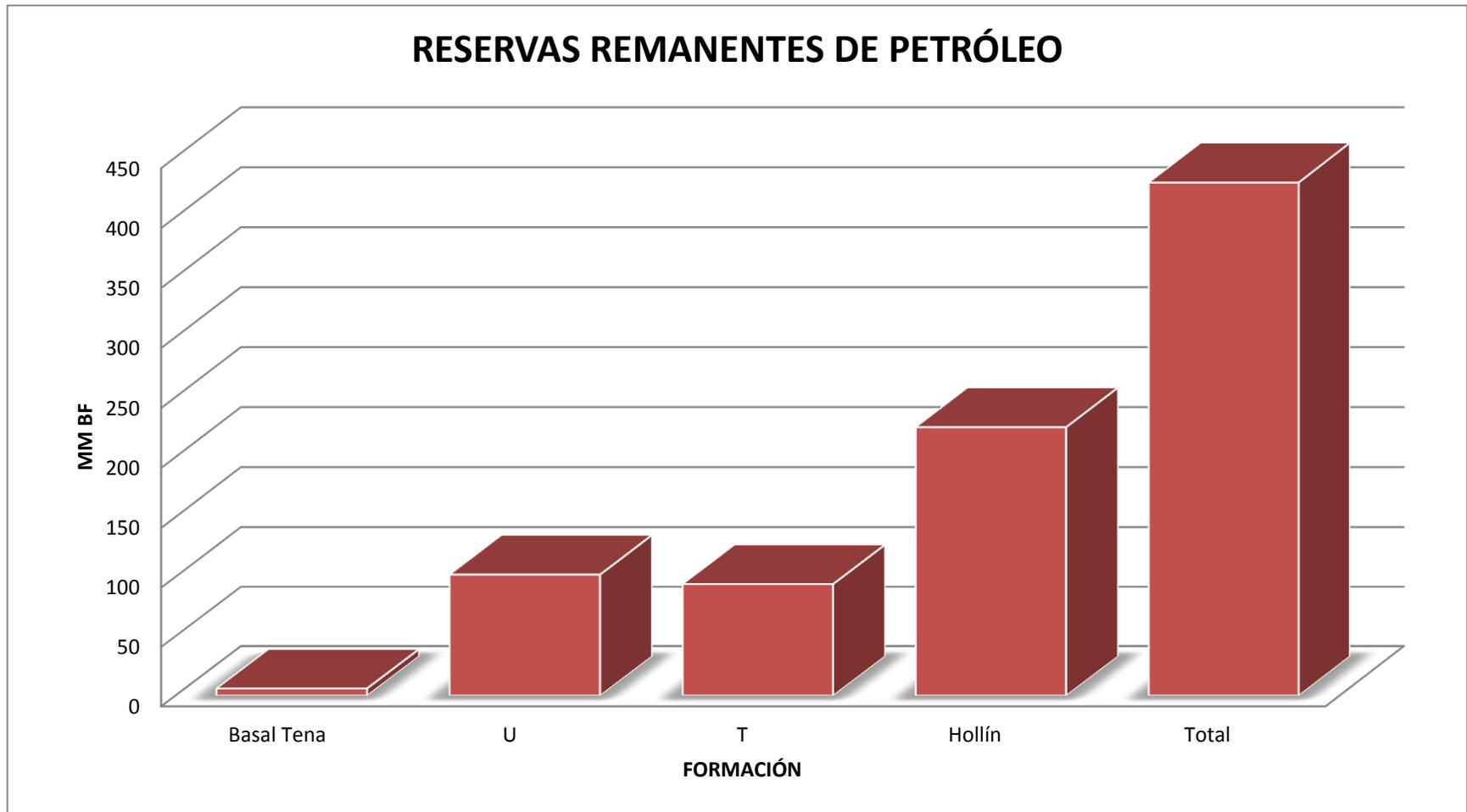
FORMACIÓN	Reservas Remanentes N_r(BN)
Basal Tena	4.755.915
U	97.660.095
T	86.836.206
Hollín	228.453.072
Total	411.705.289

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Dic. 2011 SHE

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

¹⁰Craft B.C & Hawkins, M.F, 1977.

Gráfico 3.4 Reservas remanentes de Petróleo



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

3.3.5 DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS

Una vez obtenidas las reservas de petróleo mediante el Método Volumétrico se determinan las reservas de gas del Campo Sacha para las diferentes arenas productoras, resumidas en la tabla 3.8 y gráfico 3.5

Para el cálculo del gas se utiliza la siguiente expresión:

$$G = N_i * R_{si} \quad ^{11}$$

Donde:

G = Gas inicial recuperable (MMPCS)

N_i = Petróleo remanente (BN)

R_{si} = Relación de solubilidad (PCS/BN)

Tabla 3.8 Reservas de Gas

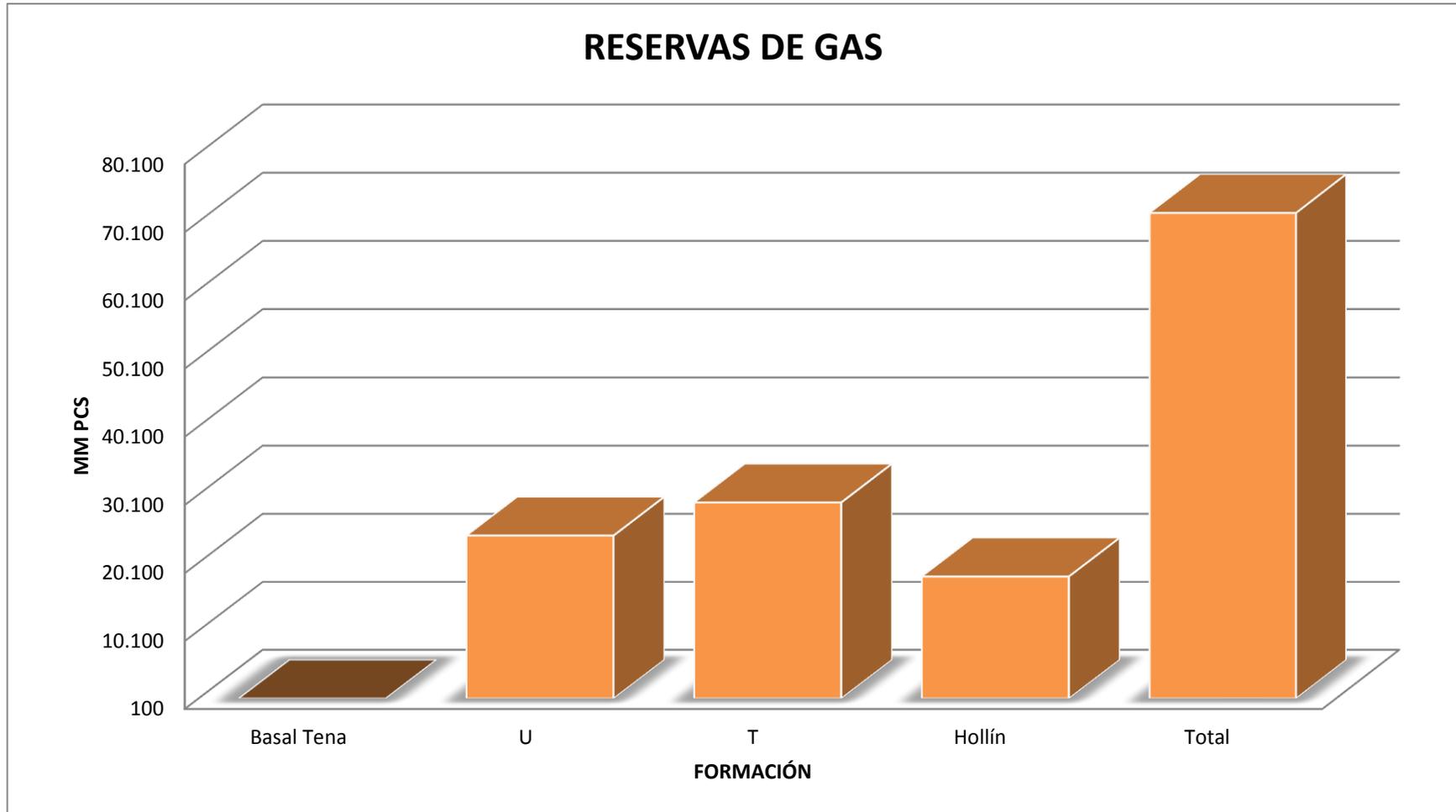
FORMACIÓN	RESERVAS DE PETRÓLEO REMANENTE N _i (BN)	R _{si} (PCS/BN)	RESERVAS DE GAS REMANENTE (MMPCS)
Basal Tena	4.755.915	200	237.8
U	97.660.095	234	22852
T	86.836.206	305	26485
Hollín	228.453.072	80	18276
Total	411.705.289		67850,8

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Dic. 2011 SHE

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

¹¹Craft B.C & Hawkins, M.F, 1977.

Gráfico 3.5 Reservas de Gas



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos

CAPÍTULO IV

DIAGNÓSTICO DEL GAS ASOCIADO EN EL CAMPO SACHA

4.1 CONDICIONES ACTUALES

Se tiene a la fecha un total de 254 pozos perforados, según listado de pozos proporcionado hasta diciembre de 2011, 159 pozos en producción, 71 pozos cerrados, 8 pozos reinyectores, 6 inyectores y 10 pozos abandonados, en la tabla 4.1 se puede ver con más detalle las formaciones de las cuales se produce, inyecta y re-inyecta.

Los tipos de levantamiento artificial que predominan en los pozos del Campo Sacha son el bombeo hidráulico y el bombeo electro sumergible (BES)

Tabla 4.1 Estado actual de los pozos del Campo Sacha

TIPO DE POZO	NÚMEROS DE POZOS	FORMACIÓN
Pozos en Producción	159	Basal Tena- Napo U- Napo T- Hollín
Pozos Cerrados	71	Basal Tena- Napo U- Napo T- Hollín
Pozos Re-inyectores	8	Tiyuyacu- Orteguzza
Pozos Inyectores	6	Napo U- Napo T
Pozos Abandonados	10	Napo U- Napo T- Hollín
Total Pozos	254	

Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo CEM, Dic. 2011

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

4.2 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

Gráfico 4.1 Producción acumulada de agua, gas y petróleo del campo Sacha



Fuente: Archivo Ing. Producción, Rio Napo CEM

El gráfico muestra la Producción acumulada de agua, gas y petróleo correspondiente al Campo Sacha.

Analizando la tendencia de las curvas se puede observar que la mayor producción que tuvo el Campo Sacha es en el año de 1973 con aproximadamente 88.000 (BPPD). En el año de 1987 se tuvo la más baja producción con aproximadamente 34.000 (BPPD).

4.3 CARACTERIZACIÓN DEL GAS PRODUCIDO

La composición del gas producido se obtiene mediante cromatografías de gas de muestras tomadas en los campos. Estas muestras de gas se las toma en los puntos que presentan mayor facilidad operativa para su colección (salida del separador o bota de gas) o, en su defecto, en los puntos donde se quiere consumir el gas.

4.3.1 CROMATOGRAFÍA DE GASES

Para diseñar los generadores es necesario conocer, en especial, el porcentaje en fracción molar de Metano y su poder calorífico, así como ciertas propiedades del gas producido en el campo tales como: composición del gas, gravedad específica, compresibilidad del gas, viscosidad del gas, calor específico, presión y temperatura de flujo, octanaje, valor calórico, peso molecular del gas, contenido de agua, contenido de líquido y gas.

4.3.1.1 DEFINICIÓN Y SUS FASES

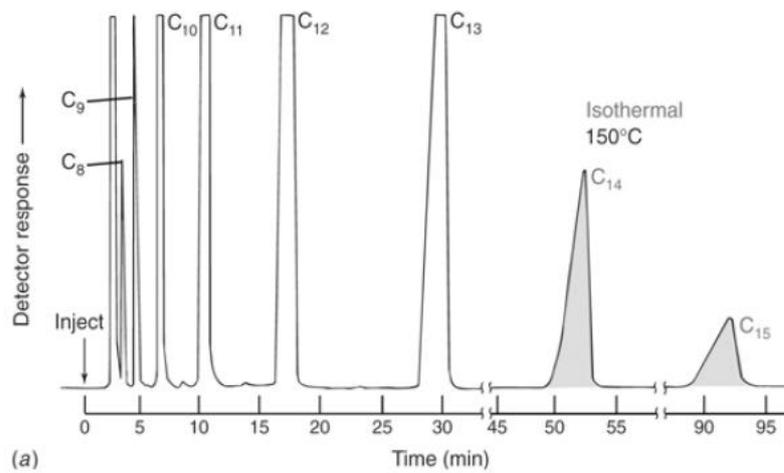
La cromatografía es un método de separación de mezclas moleculares basado en la distribución de la muestra entre dos fases. Una fase es el lecho estacionario de extensa superficie empacada apretadamente dentro de una columna. Esta es la fase estacionaria y puede ser un sólido o una delgada película líquida que recubre al sólido. La otra fase consiste en un gas o líquido que percola sobre la fase estacionaria y alrededor de la misma; a esta fase se la denomina fase móvil.

Al tener como fase móvil al gas se habla de una cromatografía de gases.

La fase estacionaria puede ser un sólido o un líquido dispuesto sobre un sólido que actúa como soporte, y la fase móvil es un fluido (gas, líquido o fluido supercrítico) que se usa como portador de la mezcla.

En la cromatografía de gases a la fase móvil se la denomina gas portador, por ser un gas inerte y cumplir con la función de transportar las moléculas de la muestra tomada a través de la columna. La concentración diferencial sobre la superficie sólida es la base para la separación en la CGS (Cromatografía de Gas Sólido), siendo esta utilizada fundamentalmente para la separación de los gases ligeros.

Figura 4.1 Cromatograma



Fuente: www.quimicalibre.com

Un cromatograma es el resultado gráfico del análisis de una muestra de gas, donde se muestran los componentes y el grado de concentración que estaban presentes en determinado tiempo ver figura 4.1. Cuando la columna sale o se obtiene solo el gas portador que fue utilizado como eluyente, aparecerá graficada una línea recta llamada línea base. Cuando se eluyen los picos de dicha muestra se empieza a dibujar un perfil de su concentración y así se obtienen parámetros indispensables: el tiempo de retención y el área del pico.

Tiempo de retención(t_R):

Se denomina al tiempo transcurrido desde la inyección de la muestra hasta que se obtiene el máximo pico. Este tiempo permite identificar picos que en ciertas ocasiones controladas, pueden ser reproducibles.

Área de pico:

Permite determinar la concentración de cada componente separado en la columna.

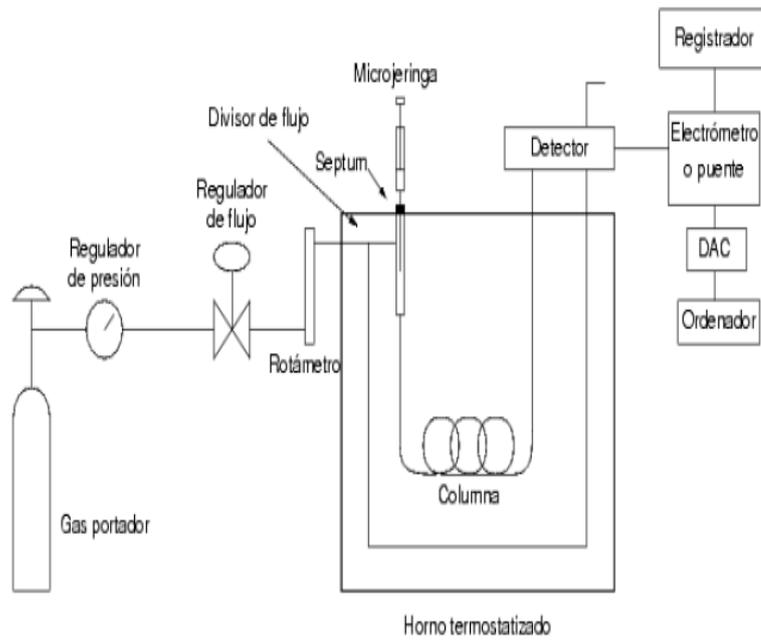
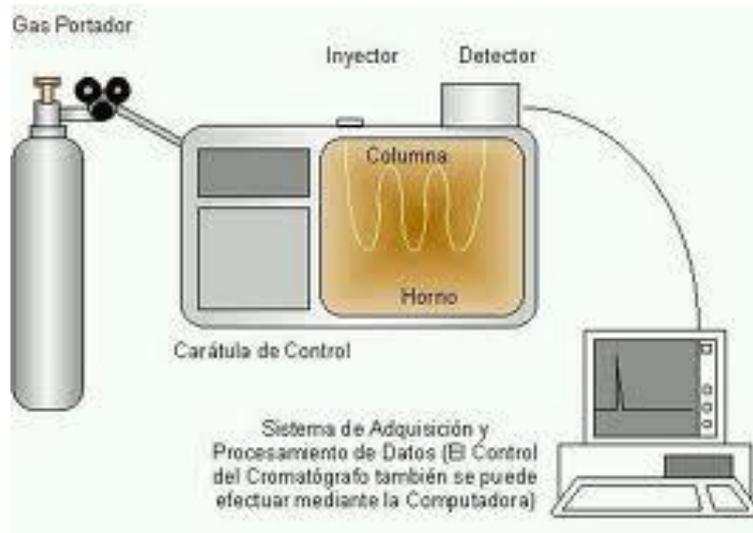
4.3.1.2 INSTRUMENTAL PARA CROMATOGRAFÍA DE GASES

Las partes básicas de un cromatógrafo son:

- 1- Cilindro de gases portador
- 2- Control de caudal de gas
- 3- Entrada de muestra
- 4- Termostato de la columna
- 5- Columna
- 6- Detector
- 7- Registro grafico

Ver la figura 4.2 donde consta un diagrama de un cromatógrafo de gas

Figura 4.2 Diagrama de un cromatógrafo de gas



Fuente: www.quimicalibre.com

El gas portador inerte (helio o nitrógeno) fluye continuamente desde un cilindro de gas a través de la cámara de inyección, de la columna y del detector. El caudal de gas portador se controla cuidadosamente para obtener tiempos de retención reproducibles y disminuir al mínimo la deriva y los ruidos del detector.

La muestra se inyecta en la cámara de inyección donde es arrastrada hacia la columna. La muestra se reparte entre el gas portador y la fase estacionaria, separándose en cada uno de sus componentes. Los componentes de la muestra que tengan mayor solubilidad a la fase estacionaria se desplazan con más lentitud y se eluyen mucho después en la columna.

Después de la columna, en tanto el gas portador como la muestra, pasa a través de un detector. Este dispositivo mide la concentración de la muestra y genera una señal eléctrica. Esta señal pasa a un registrador gráfico, en el cual configura un cromatograma. Un procesador de datos integra automáticamente el área de pico e imprime resultados cuantitativos y los tiempos de retención.

Muestreo:

Dentro de las normas para realizar el muestreo se tiene la ASTM D 241; norma que establece el procedimiento para la extracción de las muestras de los diferentes tipos de gas natural.

Equipos y Materiales:

Los envases destinados a contener muestras deben reunir las siguientes características:

- Ser de un material que garantice la máxima protección, seguridad y sea resistente a la corrosión.
- Tener la forma y capacidad adecuada para contener las muestras.

- Estar provisto de dos válvulas y de un tubo interior que sea prolongación de las mismas.

Si las muestras a ensayarse contienen compuestos corrosivos o sulfurados, los envases para extraerlas deberán ser de acero inoxidable y equipados con válvulas del mismo material; de otra manera, la determinación de mercaptanos y sulfuro de hidrogeno puede resultar errónea.

Procedimiento:

Según la norma, se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Conectar el porta muestra (vertical) al separador o tubería de gas por medio de un acople de tubería que va unido al cilindro.
- Se abre la llave de salida del gas en la tubería, luego la válvula de entrada al cilindro y por último la válvula de salida, que es la encargada de purgar el cilindro.
- Purgar el cilindro de dos a cinco veces.
- Se procede a cerrar la válvula en forma inversa a la que se inicio el muestreo.
- Registrar la presión y temperatura con que se tomaron las muestras.

Revisión de Fugas:

Para revisar si existen fugas, se debe sumergir en agua el envase y observar si existen fugas de gas, si existen fugas de gas se debe rechazar la muestra y hacer los ajustes necesarios para volver a tomar la muestra siguiendo los pasos anteriormente descritos.

Condiciones posteriores al muestreo:

Los recipientes con las muestras recogidas se deben sellar y llenarse una tarjeta de identificación. Las válvulas del envase deben estar aseguradas con un casquete u otro dispositivo adecuado para evitar desajustes o que sean abiertas accidentalmente.

4.3.1.3 RESULTADOS DE LAS CROMATOGRAFÍAS DEL CAMPO SACHA

Los resultados de la cromatografía de gas a la salida del separador con las fracciones molares para el Campo Sacha se presentan en las tablas:

Tabla 4.2 Cromatografía Sacha Norte 2

ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES		
COMPOSICIÓN	% PESO	% MOLAR
NITRÓGENO N2	1,60	2,03
METANO C1	15,09	33,48
DIO. CARBONO CO2	38,90	31,46
ETANO C2	5,40	6,40
PROPANO C3	19,02	15,35
I. BUTANO IC4	3,69	2,26
N.BUTANO NC4	8,29	5,08
I.PENTANO IC5	2,52	1,24
N.PENTANO NC5	5,49	2,71
HEXANO Y MAS C6+	0,00	0,00
TOTAL		100
GRAVEDAD ESPECIFICA CALCULADA 1,240		
PODER CALORÍFICO NETO:1029.58 (BTU/SCF)		

Fuente: EP-PETROECUADOR, Complejo Industrial Shushufindi, Dic. 2011

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Tabla 4.3 Cromatografía Sacha Norte 1

ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES		
COMPOSICIÓN	% PESO	% MOLAR
NITRÓGENO N2	2,58	2,88
METANO C1	25,02	48,72
DIO. CARBONO CO2	15,56	11,04
ETANO C2	7,03	7,31
PROPANO C3	24,93	17,66
I. BUTANO IC4	4,98	2,68
N.BUTANO NC4	10,47	5,63
I.PENTANO IC5	3,12	1,35
N.PENTANO NC5	6,32	2,74
HEXANO Y MAS C6+	0,00	0,00
TOTAL		100
GRAVEDAD ESPECIFICA CALCULADA 1,092		
PODER CALORÍFICO NETO:1455.7 (BTU/SCF)		

Fuente: EP-PETROECUADOR, Complejo Industrial Shushufindi, Dic. 2011

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Tabla 4.4 Cromatografía Sacha Central

ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES		
COMPOSICIÓN	% PESO	% MOLAR
NITRÓGENO N2	2,38	2,53
METANO C1	27,80	51,81
DIO. CARBONO CO2	9,84	6,68
ETANO C2	8,64	8,59
PROPANO C3	28,70	19,46
I. BUTANO IC4	4,83	2,49
N.BUTANO NC4	10,51	5,41
I.PENTANO IC5	2,67	1,11
N.PENTANO NC5	4,64	1,92
HEXANO Y MAS C6+	0,00	0,00
TOTAL		100
GRAVEDAD ESPECIFICA CALCULADA 1,046		
PODER CALORÍFICO NETO:1391.1 (BTU/SCF)		

Fuente: EP-PETROECUADOR, Complejo Industrial Shushufindi, Dic.
2011

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Tabla 4.5 Cromatografía Sacha Sur

ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES		
COMPOSICIÓN	% PESO	% MOLAR
NITRÓGENO N2	2,56	2,71
METANO C1	28,75	53,23
DIO. CARBONO CO2	7,10	4,79
ETANO C2	8,30	8,20
PROPANO C3	28,63	19,29
I. BUTANO IC4	5,18	2,65
N.BUTANO NC4	11,22	5,73
I.PENTANO IC5	3,03	1,25
N.PENTANO NC5	5,23	2,15
HEXANO Y MAS C6+	0,00	0,00
TOTAL		100
GRAVEDAD ESPECIFICA CALCULADA 1,039		
PODER CALORÍFICO NETO:1233.65 (BTU/SCF)		

Fuente: EP-PETROECUADOR, Complejo Industrial Shushufindi, Dic.
2011

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

CONTENIDO DE CO₂

La cantidad de dióxido de carbono tiene una relación inversa con el poder calórico neto, de tal manera que si se tiene un porcentaje elevado de CO₂ será un indicativo de que el gas tiene un poder calórico neto

bajo, mientras que si se tiene una baja concentración de CO₂ se puede considerar un alto poder calórico neto.

Por lo tanto, se dice que un gas mientras más alto poder calórico neto tenga se le considera bueno, ya que cuando hablamos de poder calórico decimos que es la energía que un gas puede dar por pie cúbico. En el caso del gas del campo en estudio se puede observar que existe una mínima cantidad de CO₂; por lo tanto, tiene un alto poder calórico neto.

4.4 CONSUMO DEL GAS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la actualidad se ha elevado el uso del gas como generador de energía y su costo en los mercados nacionales e internacionales se ha ido incrementando, pero el gas sigue siendo aún una fuente de energía de menor costo para solucionar la demanda de energía y optimizar costos.

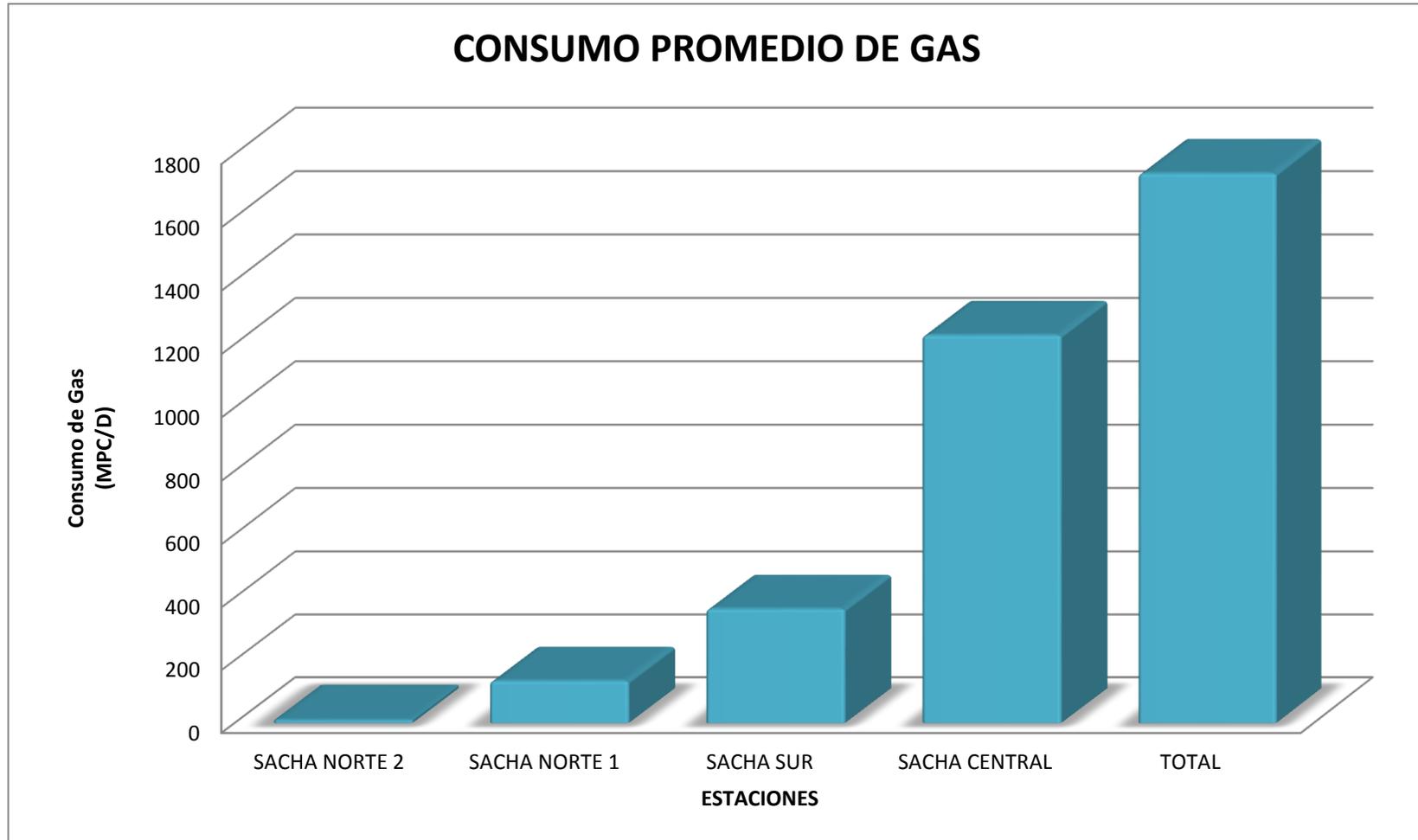
Tabla 4.6 Consumo Promedio de Gas para generación de energía eléctrica

ESTACIÓN	Consumo Promedio de Gas (MPC/D)	Consumo Promedio de Gas (MPC/M)	Propietarios de los equipos
Norte 1	134,5	4035	RS ROTH
Norte 2	11,3	339	
Central	1.228,9	36867	RS ROTH JUSTICE RIO NAPO
Sur	364,2	10926	
TOTAL	1.738,9	52167	

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Feb 2012, SHE

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Gráfico 4.2 Consumo promedio de gas



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

4.5 QUEMA DEL GAS ASOCIADO

Los datos medidos por placas de orificio, nos indican el volumen de gas que se quema en los mecheros, el mismo que proviene de los separadores, ya que el volumen de gas de la bota que sale al mechero es un valor asumido equivalente al 5% del gas producido.¹²

En la tabla 4.7 se presentan los volúmenes de gas de formación y gas quemado de las estaciones del Campo Sacha.

Tabla 4.7 Gas de formación y Gas Quemado

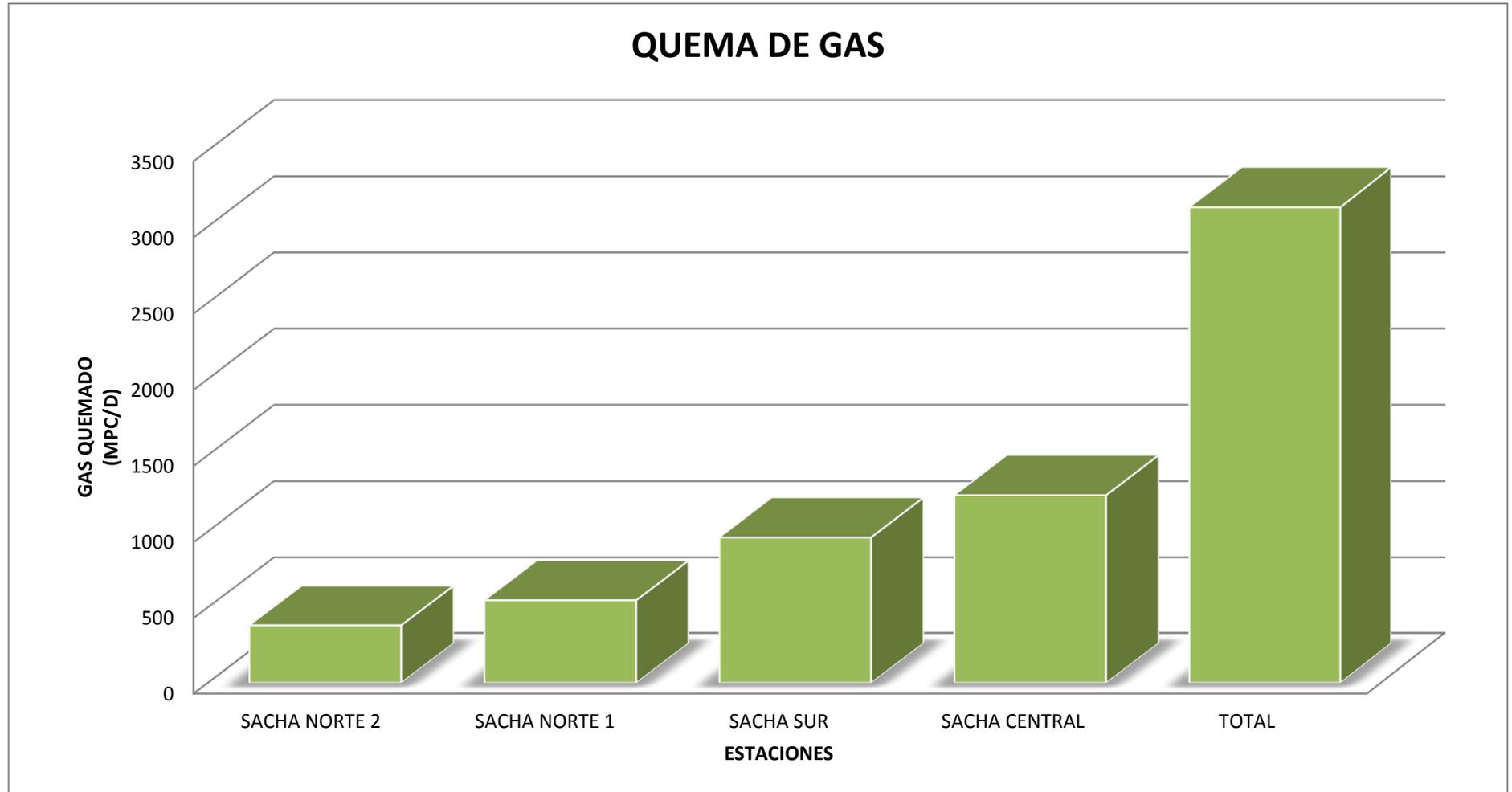
ESTACIÓN	Gas Formación (MPC/D)	Gas Quemado (MPC/D)	Gas Consumido (MPC/D)	Gas Formación (MPC/M)	Gas Quemado (MPC/M)	Gas Consumido (MPC/M)
Norte 1	501	309	192	15030	9270	5760
Norte 2	535	381	154	16050	11430	4620
Central	4748	1238	3510	142440	37140	105300
Sur	2479	961	1518	74370	28830	45540
TOTAL	8263	2889	5374	247890	86670	161220

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Feb. 2012, SHE

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

¹² RIO NAPO CEM, Medidores placa de orificio tipo Daniels.

Gráfico 4.3 Quema de Gas



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos

CAPITULO V

PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

5.1 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA CINCO AÑOS

Tabla 5.1 Tasas de Producción del Campo Sacha

Tasa de Producción			
Fecha	Petróleo (MBPPD)	Agua (MBAPD)	Gas (MMPCSD)
2011	50,2	47,3	7,5
2012	53,4	63,5	8,6
2013	61,8	73,0	9,9
2014	63,4	90,0	10,1
2015	63,0	98,9	10,1

Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo CEM

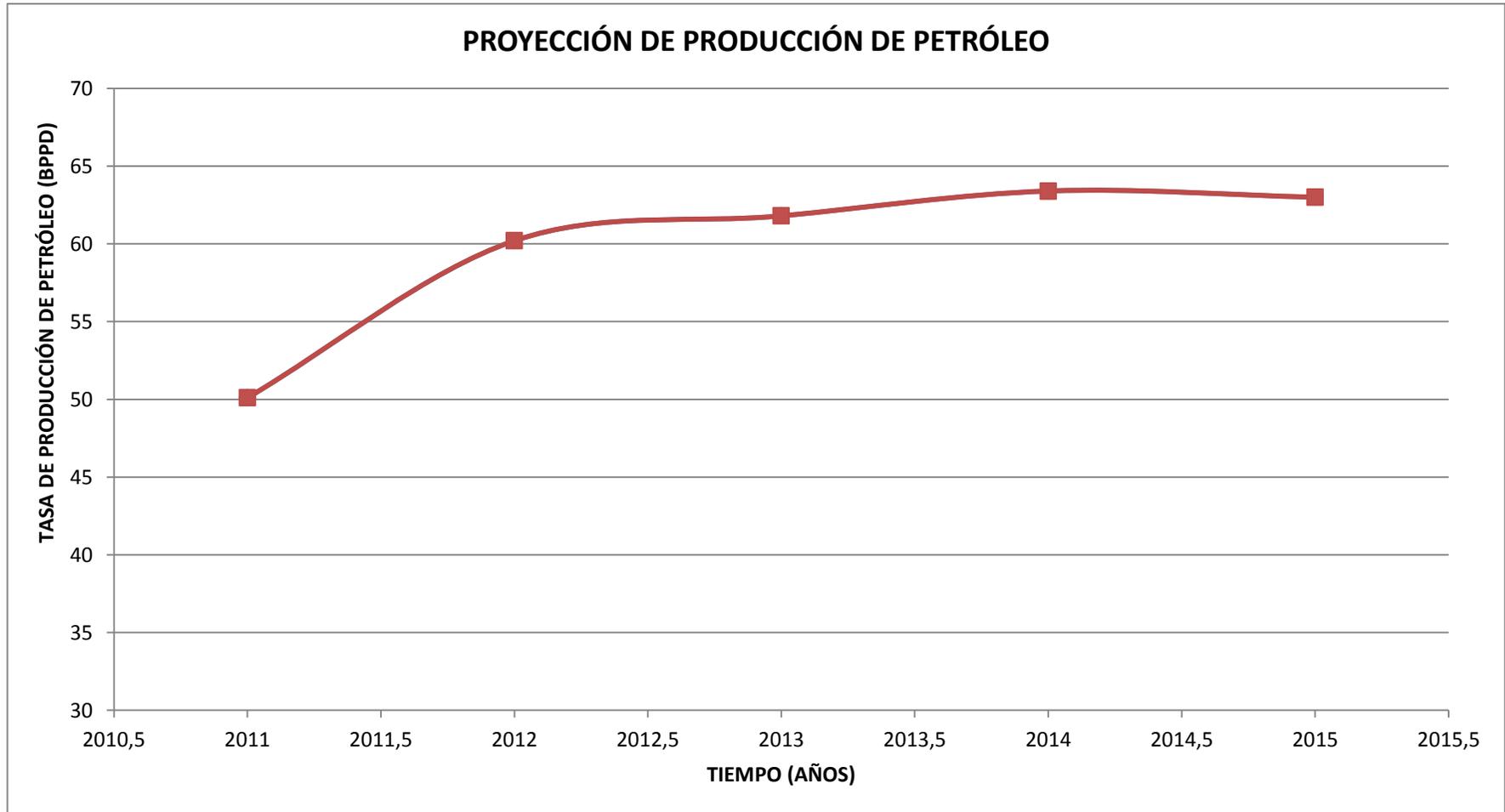
Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Las gráficas muestran la Proyección de la Producción para cinco años de agua, gas y petróleo correspondiente al Campo Sacha.

Analizando la tendencia de las curvas se puede observar que la mayor producción que tendrá el Campo Sacha es en el año de 2014 con aproximadamente 63.400 (BPPD), con respecto al agua la mayor producción es en el año 2015 con aproximadamente 98.900 (BAPD), y el gas tendrá la mayor producción en el año 2014 siendo la misma también en el año 2015 que es aproximadamente 10,1 (MMPCSD).

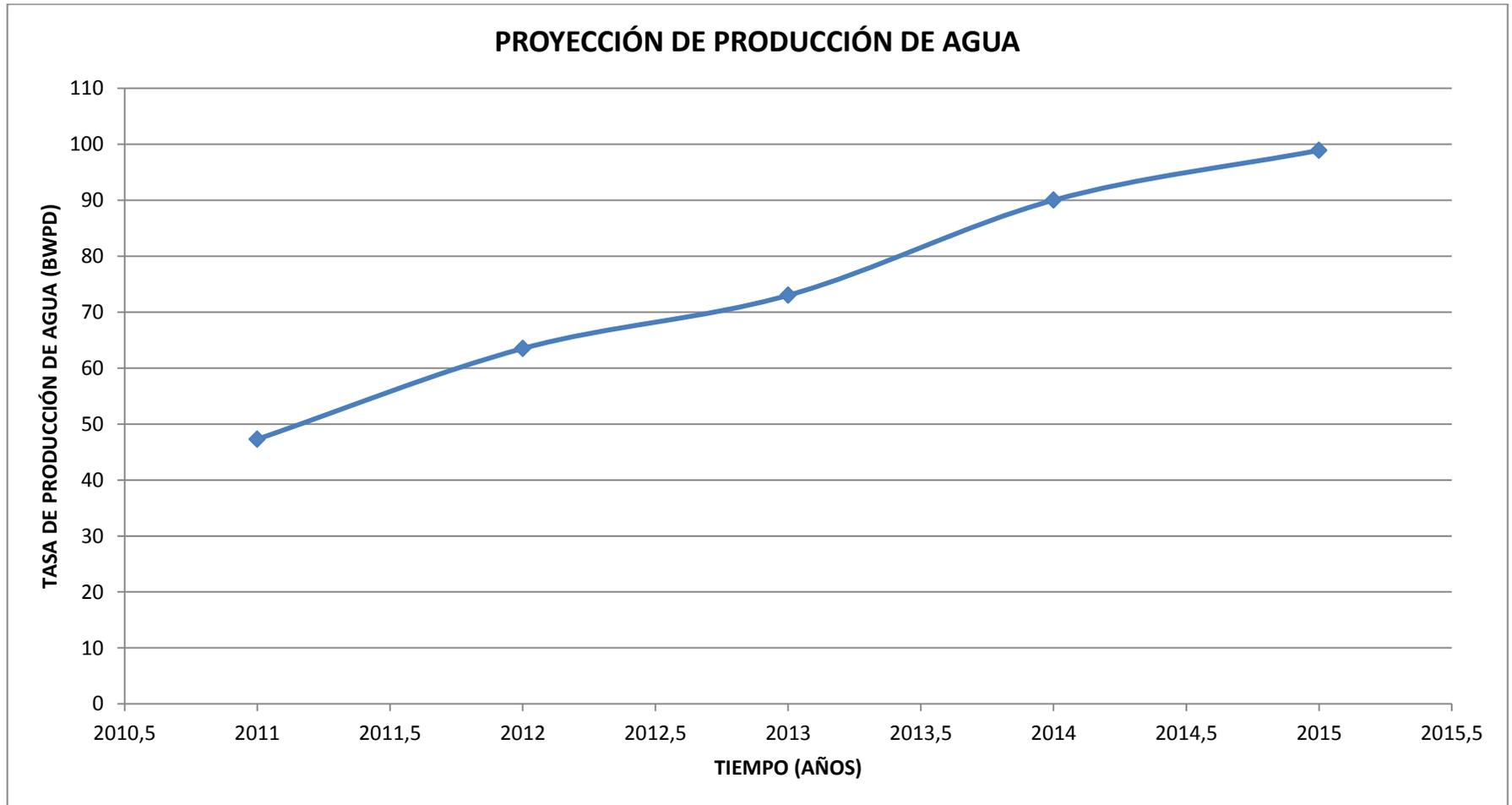
Cabe destacar que la tendencia de las gráficas tanto para el petróleo, agua y gas, es de forma ascendente.

Gráfico 5.1 Proyección de producción de petróleo para 5 años



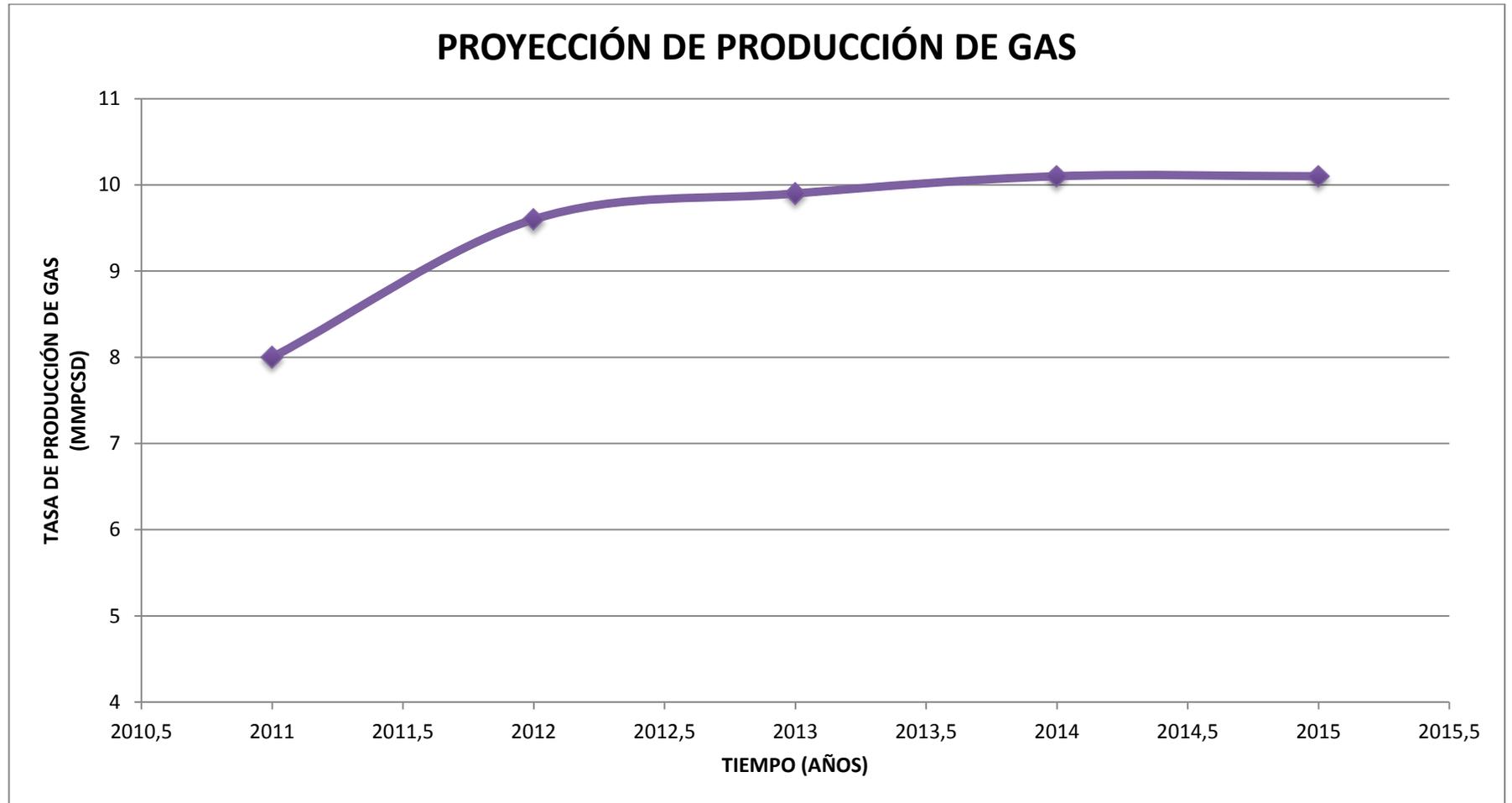
Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Gráfico 5.2 Proyección de producción de agua para 5 años



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Gráfico 5.3 Proyección de producción de gas para 5 años



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

5.2 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA DIEZ AÑOS

Tabla 5.2 Tasas de Producción del Campo Sacha

Tasa de Producción			
Fecha	Petróleo (MBPPD)	Agua (MBAPD)	Gas (MMPCSD)
2011	50,2	47,3	7,5
2012	53,4	63,5	8,6
2013	61,8	73,0	9,9
2014	63,4	90,0	10,1
2015	63,0	98,9	10,1
2016	61,8	107,3	9,9
2017	61,6	118,2	9,9
2018	57,6	121,5	9,2
2019	50,4	116,8	8,1
2020	44,7	113,5	7,2

Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo CEM

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Las gráficas muestran la Proyección de la Producción para diez años de agua, gas y petróleo correspondiente al Campo Sacha.

Analizando la tendencia de las curvas se puede observar que la mayor producción que tendrá el Campo Sacha es en el año de 2014 con aproximadamente 63.400 (BPPD), con respecto al agua la mayor producción es en el año 2018 con aproximadamente 121.500 (BAPD), y el

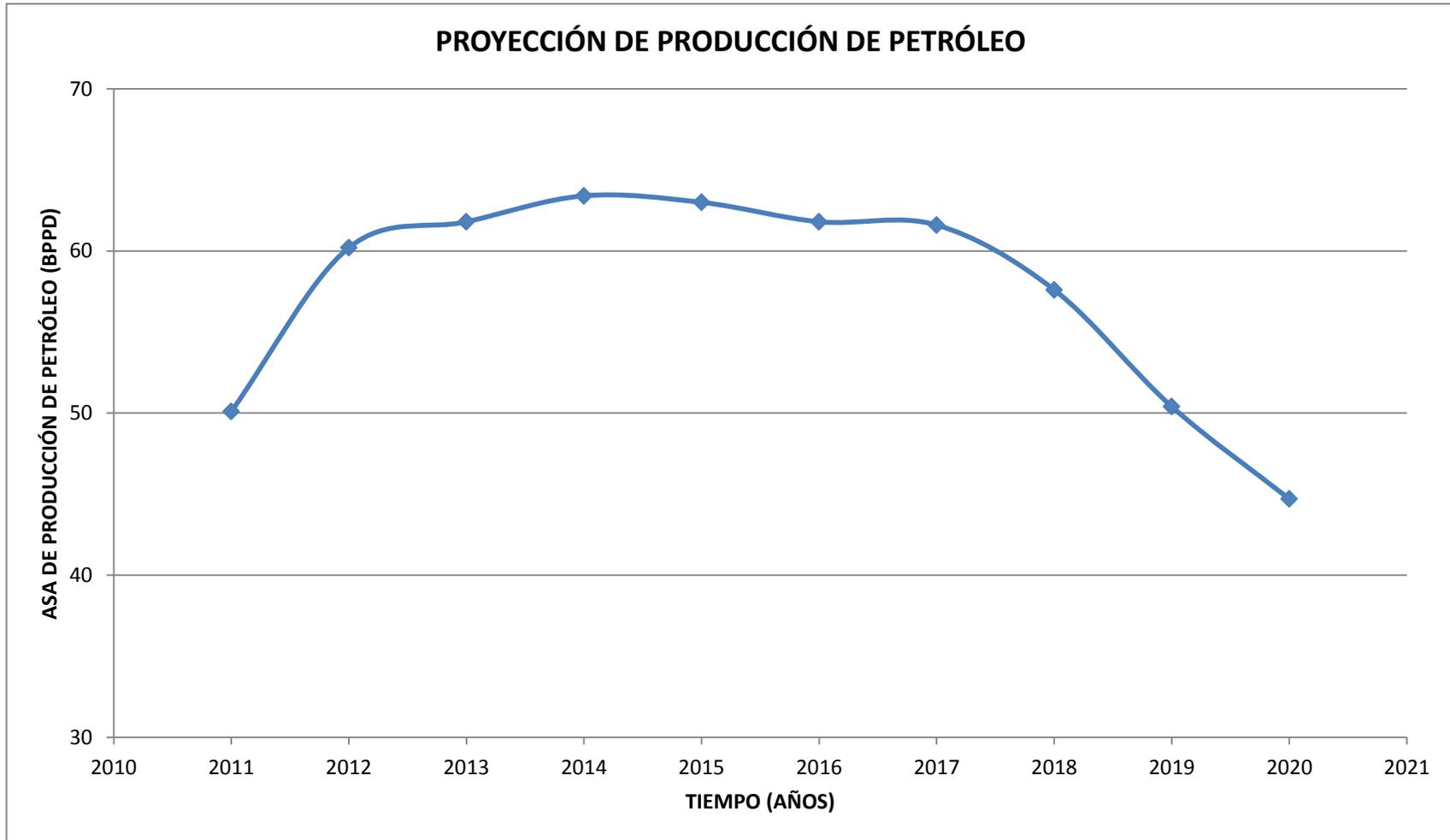
gas tendrá la mayor producción en el año 2014 siendo la misma también en el año 2015 que es aproximadamente 10,1 (MMPCSD).

Se puede observar que la tendencia de la gráfica del petróleo en los primeros cinco años tiene una forma ascendente; pero a partir del año 2016 la curva comienza a declinar es decir la producción de petróleo comienza a bajar.

Con respecto al agua tiene una tendencia ascendente hasta el año 2018, a partir del 2019 se puede observar que la curva comienza a declinar.

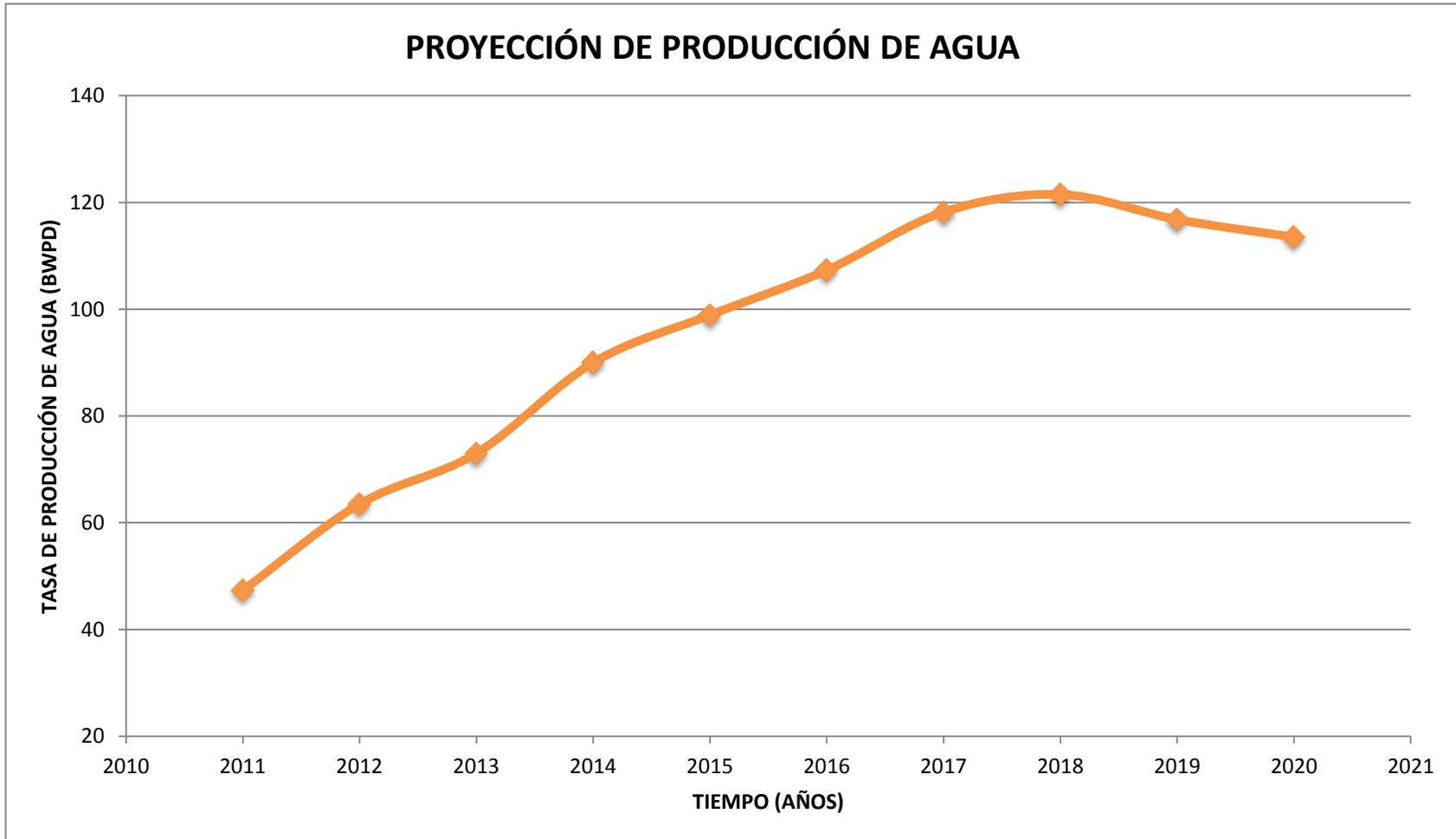
La gráfica del gas nos permite observar que la curva presenta una tendencia ascendente hasta el año 2015 siendo este mismo año el de mayor producción, en el año 2016 la curva empieza a declinar.

Gráfico 5.4 Proyección de producción de petróleo para 10 años



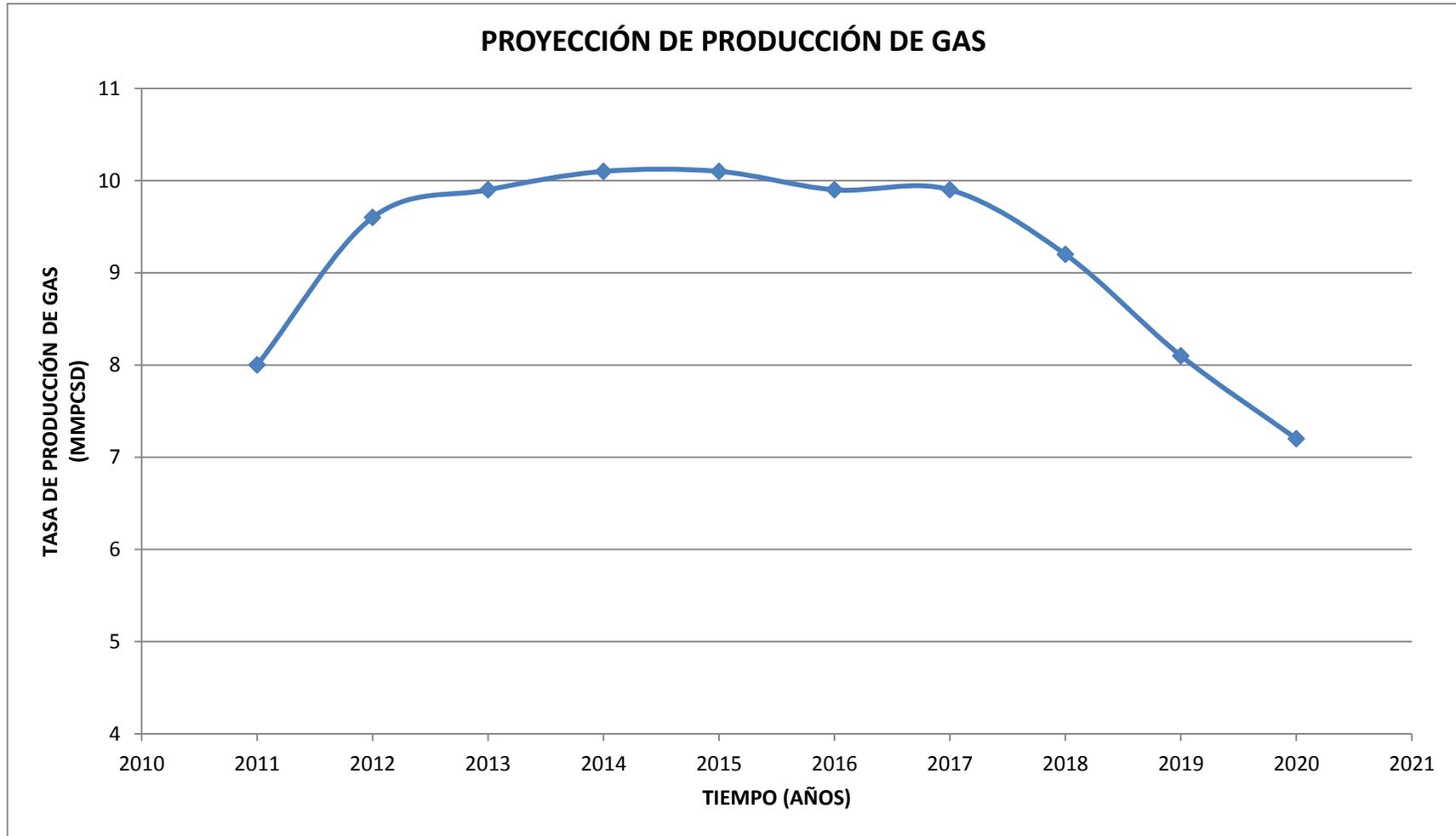
Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Gráfico 5.5 Proyección de producción de agua para 10 años



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Gráfico 5.6 Proyección de producción de gas para 10 años



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

CAPITULO VI

SELECCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA CAPTACIÓN DE GAS, GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CAMPO SACHA

6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE CAPTACIÓN Y COMPRESIÓN DEL GAS

En el Campo Sacha los yacimientos son de gas en solución; que al llegar al pozo empiezan a liberarse debido al cambio en la presión y temperatura dando lugar a la formación de dos fases, una líquida y una gaseosa; las que son separadas en su totalidad en los separadores de las estaciones de producción.

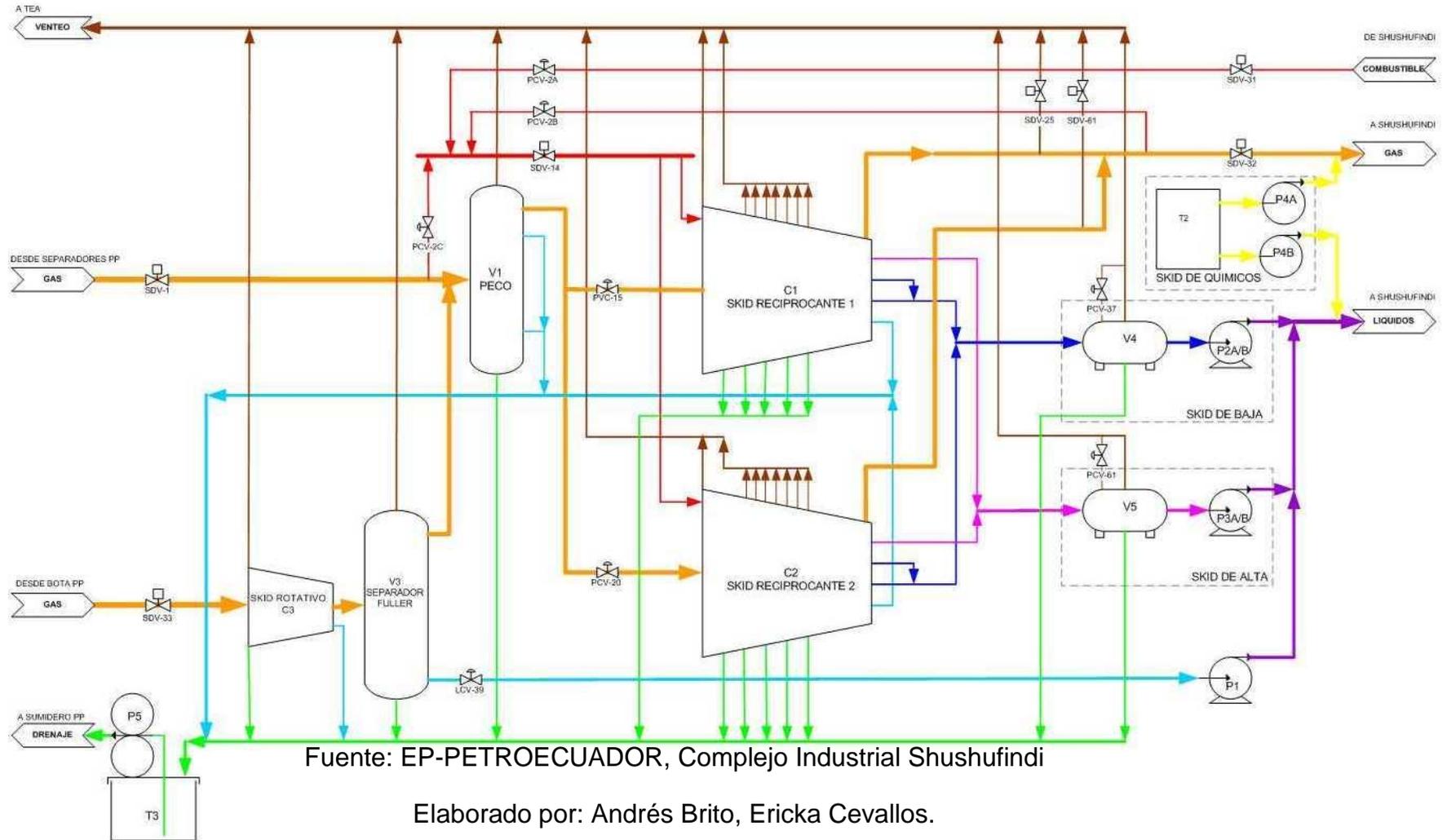
Una vez que determinamos las reservas de gas del Campo Sacha, el paso a seguir es la captación de dicho gas, lo que involucra el diseño de un sistema de captación y tratamiento del gas.

Partiendo de la línea de gas que sale del separador es necesario determinar la cantidad de gas producido empleando un medidor de gas tipo placa de orificio (Daniel) o el medidor de gas LEMCde la compañía Santos. Una vez determinada la cantidad de gas disponible y las características del gas, Petroindustrial diseño las facilidades para la captación del gas en cada una de las estaciones del Campo Sacha.

A continuación se presenta el Diagrama Simplificado de la Planta Recuperadora de Gas de las Estaciones del Campo Sacha.

6.1.1 ESTACIÓN SACHA NORTE 2

Figura 6.1 Diagrama simplificado de la Planta recuperadora de gas de la estación Sacha Norte 2



6.1.1.1 LISTA DE EQUIPOS REPRESENTADOS EN EL DIAGRAMA PARA LA ESTACIÓN NORTE 2

- 1 Filtro Separador G13V001 – (V1)
- Compresores Reciprocantes AJAX de tres etapas. G13C001 – (C1) / G13C002 – (C2)
- Compresor Rotativo FULLER G13C003 - (C3)
- Recipiente de condensados de Alta ubicado en el Skid de Baja G13V003 - (V4)
- Recipiente de condensados de Alta ubicado en el Skid de Alta G13V004 - (V5)
- 5 Bombas de condensados distribuidas de la siguiente manera:
 - 1 Bomba para los condensados del Separador de Líquidos G13P005 -(P1)
 - 2 Bombas para el Recipiente de condensados de Baja. G13P001 - (P2A) / G13P002 - (P2B)
 - 2 Bombas para el Recipiente de condensados de Alta. G13P003 - (P3A) / G13P004 - (P3B)
- Skid de Químicos con dos bombas G13P006M - (P4A) / G13P007M - (P4B)
- Bomba de Sumidero G13P401M - (P6)
- Skid de Aire G13C101 - (C4A) / G13C102 - (C4B)
- Bombas para el Sistema Contra Incendios:
 - 1 Bomba Eléctrica G13P601M - (P101)
 - 1 Bomba Diesel G13P602MC - (P103)
 - 1 Bomba Jockey G13P603 - (P102)
- Motores Puentes Grúa (L-01,L-02,L-03 y L-04)

6.1.1.2CAPACIDAD DE LA PLANTA

Se dispone de dos compresores reciprocantes Ajax, de 1.2 MMSCFD de capacidad cada uno, diseñados para procesar el gas proveniente de los separadores de producción del campo Sacha más un compresor Rotativo FULLER de 0.3 MMSCFD de capacidad para procesar el gas proveniente de las botas de los tanques de almacenamiento de crudo.

La capacidad total del proceso en la Estación Sacha Norte 2 es de 1.2 MMSCFD de gas a la succión proveniente de los separadores de producción y 0.15 MMSCFD de gas proveniente de las botas de los tanques de almacenamiento de crudo.

6.1.1.3 CAPTACIÓN DE GAS DESDE LOS SEPARADORES DEL CAMPO SACHA

El gas rico de los separadores del campo Sacha que va a las teas será desviado a la Estación de E.P Petroecuador a través de la válvula reguladora de presión PCV 302 en un rango de presión de 14 – 22 PSI.

El gas rico será conducido a la estación por una línea de 6" la misma que entrega al Filtro Separador Peco G13V001 – (V1), a una presión aproximadamente entre 12 – 25 PSI.

El filtro separador Peco G13V001 - (V1) en su interior tiene dos compartimentos de separación de líquidos, los mismos disponen de un sistema de control de nivel a través de las válvulas automáticas de control LCV-5 y LCV-7 con el objetivo de mantener el nivel más bajo posible de líquidos en el filtro, para evitar que los líquidos causen daños a los compresores.

Este filtro Peco G13V001-(V1) tiene una línea by-pass de 6" para utilizarla cuando sea necesario hacer el mantenimiento oportuno al Filtro Separador, sin poner fuera de servicio a la planta.

Para lo cual es necesario considerar el riesgo de la presencia de líquidos en la carga y el tiempo mínimo de operación sin el filtro.

En la línea de ingreso de carga al G13V001 - (V1) está instalada la válvula de seguridad PSV-2 con set point a 30 psig que protege la operación y el funcionamiento normal del filtro de una eventual sobre presión, liberando el gas rico al sistema de alivio a tea.

Los compresores Ajax Modelo DPC 2802 tienen tres etapas de compresión, accionados por un motor de combustión interna, tienen la capacidad de 1.2MMSCFD y la velocidad de 440 RPM, disponen de sistemas de control automático Murphy, de lubricación, gas combustible, de enfriamiento, aire de planta, válvulas e instrumentos necesarios para garantizar la seguridad en la operación y el funcionamiento normal de los compresores.

El gas libre de líquidos que sale del filtro separador G13V001 - (V1) e ingresará como carga a los compresores Ajax G13C001 – (C1) / G13C002 – (C2) con una temperatura de 100°F y rango de presión de 10 – 25 psig condición que es controlada por medio de los lazos de control de las válvulas PCV -15 y PCV- 20 respectivamente y con las válvulas de shutdown SDV- 25 y SDV- 61 respectivamente, que actúan cuando se produce shutdown en los compresores abriendo las válvulas para liberar el gas hacia el sistema de teas.

En estas condiciones se iniciará la operación de compresión del gas en la primera etapa alcanzando la presión de 60 – 100 PSI y 190 -230 °F luego pasará a la segunda etapa para alcanzar las presiones de 220 - 280 psig a la temperatura de 240 – 260 °F y finalmente a la tercera etapa que descarga el gas comprimido a la presión de 800 - 1000 psig y a la temperatura de 240 – 260 °F según el fabricante, luego enfriado a 120 °F y enviado a la planta de gas en Shushufindi.

Los compresores Reciprocantes Ajax de tres etapas funcionan con un motor de combustión interna con gas residual en las siguientes condiciones:

	Presión	Temperatura
<u>Primera Etapa</u>	60 -100 psig	190 - 220 °F
<u>Segunda Etapa</u>	220 -280 psig	240 - 260 °F
<u>Tercera Etapa</u>	800 - 1000 psig	240 - 260 °F
RPM	400	

La descarga de los líquidos del Scruber de la primera y segunda etapa están unificados a través de una válvula automática auto reguladora de control de presión PCVR-61 del compresor G13C001 – (C1) y la válvula automática auto reguladora de control de presión PCVR-63 del compresor G13C002 – (C2) que permiten descargar los líquidos de los Scrubers de mayor presión con los líquidos de menor presión, los mismos se descargan en el recipiente G13V003 - (V4) del Skid de baja presión.

Los líquidos del Scruber de la tercera etapa de los compresores son descargados en el recipiente G13V004 - (V5) del Skid de alta presión.

El gas es descargado hacia la Planta de Gas de Shushufindi por una línea de 4” que dispone de válvula de control automática SDV-32, las misma permanece abierta en operación normal y cierra cuando se produce cierre (shutdown) en la planta, para que la válvula o las válvulas SDV-25 y SDV-61 actúen al instante abriendo para liberar el gas de la línea, hacia la tea correspondiente.

6.1.1.4 CAPTACIÓN DE GAS DESDE BOTAS DE TANQUES DEL CAMPO SACHA

Los gases provenientes de las botas de gas en las estaciones de producción del campo Sacha, ingresa como carga directamente a la planta a través de una línea de 6" suministrando el gas rico al compresor Rotativo FULLER.

Las líneas de las botas de la estación Norte 2 de captación de gas de Petroproducción que entregan el gas para el compresor rotativo FULLER, están provistas de válvulas de contrapeso para controlar la sobre presión que puede presentarse en cualquier momento del suministro de gas rico, al compresor Rotativo FULLER.

La presencia de una sobre presión en la línea de las botas, vencerá el cierre de la válvula de contrapeso, en este caso se abre la válvula y libera el gas hacia las teas correspondientes, para evitar condiciones anormales en la operación del compresor y la planta.

El compresor FULLER C-50 Rotary Vane, está diseñado para comprimir gas natural de Peso molecular de 29.4 y gravedad específica de 1.02 con una capacidad de 0.3 MMSCFD, tiene la velocidad de 1800 RPM y la potencia HP = 40 BHP

Este Compresor tiene un motor eléctrico, 3 Fases, 60Hz, 480 Vac, de 40 HP y 1800 Rpm, dispone de Sistemas de control automático Murphy, de lubricación, enfriamiento, y válvulas, e instrumentos necesarios que garantizan la operación y el funcionamiento normal del compresor de acuerdo con los manuales del Fabricante.

Las condiciones de Operación del compresor rotativo en la succión son: temperatura 100 °F y la presión de 0,5 PSIG en adelante. Además tiene instalada la válvula de shutdownSDV- 33 en la línea de entrada de carga gas al compresor rotativo, la misma permanece abierta en operación normal.

Este equipo, comprime el gas proveniente de las botas de la estación Norte 2 de captación de gas de Petroproducción hasta la presión de operación necesaria para los compresores Ajax. Es decir con una presión máxima de 49,59 PSIA y temperatura de 260°F.

El Compresor Rotativo G13C003 - (C3) dispone además de un sistema de drenaje automático a través de la válvula de control LCV- 64 que debe ser alineada al cabezal principal de 4" que descarga en el tanque sumidero.

6.1.1.5 PRODUCTOS GAS COMPRIMIDO Y LÍQUIDOS CONDENSADOS

a) Líquidos Condensados

Los líquidos condensados producto de la separación del gas en el interior del separador de líquidos G13V002 - (V2) se envían a la succión de la bomba G13P005 - (P1) para lo cual se dispone del sistema de control de nivel de líquidos existentes en su interior, que permite accionar el arranque y paro de la bomba (P1) en función de los controladores de alto y bajo nivel LSH-39, LSL-39 a través de la válvula automática LCV- 39.

Además está protegido con la válvula de seguridad del propio compresor rotativo.

La operación normal de la bomba G13P005 - (P1) es de 800 psig de presión de descarga, enviando el líquido condensado del G13V002 - (V2) a la línea de 2" que lleva el producto a la planta de gas en Shushufindi en conjunto con los condensados de los skids de baja y alta presión.

b) Gas Comprimido

El Gas comprimido de los compresores Ajax en condiciones normales de operación es enviado como producto a la planta de tratamiento de gas en Shushufindi a través de una línea de 4" la misma que tiene implementada

un sistema de lazos de control con la válvula automática SDV-32 e instrumentos que aseguran el normal funcionamiento del proceso y la operación de la planta.

Los líquidos condensados de baja presión de la primera y segunda etapa de los compresores recíprocos son enviados al recipiente del Skid de baja presión (V4) y los líquidos condensados de alta presión de la tercera etapa se envían al recipiente del skid de alta presión (V5).

El recipiente G13V003 - (V4) del Skid de baja presión, es el acumulador de líquidos que opera a 55 psig de presión y con 120°F de temperatura.

Los líquidos almacenados en este son, entregados a la línea de succión de las bombas G13P001 - (P2A) / G13P002 - (P2B) en función del sistema control de nivel del líquido existente en este recipiente.

Las bombas G13P001 - (P2A) / G13P002 - (P2B) integrantes del Skid de baja presión G13V003 - (V4) funcionarán en forma automática para el arranque y paro de acuerdo con el sistema de control automático de alta y bajo nivel instalado LSH- 45 y LSL-45 en función de la existencia de nivel del líquido presente en el recipiente.

Las bombas G13P001 - (P2A) / G13P002 - (P2B) disponen de válvulas de seguridad PSV-6 y PSV-7 en la línea de descarga de cada bomba, con el objeto de evitar la sobrepresión en los circuitos de descarga y proteger las bombas.

Este producto líquido, se envía a la planta de gas en Shushufindi de 800 - 1000 psig, de presión de descarga de las bombas G13P001 - (P2A) / G13P002 - (P2B) a través de la línea de 2" cabezal que lleva los líquidos condensados a la planta de gas en Shushufindi en conjunto con el líquido condensado del Skid de alta presión, incrementando la carga de líquidos para la mencionada planta.

El recipiente G13V003 - (V4) tiene la válvula de seguridad PSV-5 ubicada en la parte superior y conectada con tubería al cabezal de venteo para relevar la sobre presión a la tea en cualquier momento emergente, que se presente en la planta.

Dispone además una bota de separación de agua, provista del LG-75 que permite observar el menisco de la interface hidrocarburo-agua para drenar el agua automáticamente a través de la línea de drenaje con la válvula LCV 75.

Los líquidos producto de la tercera etapa de los compresores Reciprocantes Ajax G13C001 – (C1) / G13C002 – (C2) se descargarán en el recipiente G13V004 - (V5) del Skid de alta presión a control automático de presión instalados en los compresores Ajax.

Este recipiente G13V004 - (V5) del Skid alta presión opera a 650 psig de presión y 120 °F de temperatura. Los líquidos almacenados en este, son entregados a la línea de succión de las bombas G13P003 - (P3A) / G13P004 - (P3B) en función del sistema de control de nivel del líquido existente en el recipiente.

El recipiente del skid alta presión (V5) tiene la válvula de seguridad PSV-8 ubicada en la parte superior del recipiente, para relevar la sobre presión que se presente en cualquier momento emergente del arranque o paro de la planta.

Las Bombas (P3A) y (P3B) integrantes del skid de alta presión funcionaran en forma automática para el arranque y paro de acuerdo con el sistema de control de nivel automático instalado LSH-50 y LSL-50 y la existencia de nivel del líquido en el recipiente (V5).

Este producto se envía a 1150 psig de presión de la descarga de las bombas (P3A) y (P3B) a través de la línea de 2" cabezal que lleva los líquidos condensados la planta de gas en Shushufindi.

Las bombas (P3A) y (P3B) operan a 1150 psig (Presión manométrica) para lo cual se instalaron las válvulas de seguridad PSV-9 y PSV10 en la línea de descarga de cada bomba, con el objeto de evitar sobrepresión en los circuitos de descarga y proteger las bombas.

6.1.1.6 SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE

El sistema de gas combustible dispone de tres fuentes de abastecimiento para el funcionamiento de los compresores recíprocos Ajax.

Estas tres fuentes tienen lazos de control automático de presión que regulan el abastecimiento del gas en función de la presión de ingreso de cada fuente, asegurando el normal funcionamiento del sistema de gas combustible, de 20 – 50 psig de presión y son las siguientes:

- a) El Gas residual que provendrá de la planta de gas de Shushufindi, a través de una línea de 4" ingresará a la planta por la línea de 2" que tiene instalada las válvulas de control automático de ShutdownSDV-31 que actuará en condiciones críticas cerrando la válvula, consecuentemente cierra la válvula de control de presión PCV-2A que controla la presión de ingreso del gas residual al sistema de gas combustible de la planta.

- b) El Gas de la línea de descarga de los compresores Ajax, es controlada la presión de ingreso por la válvula PCV-2B al sistema de gas combustible a la planta, regulando la presión de 800 – 1000 PSI a 25 – 50 PSI.

- c) El Gas combustible que proveniente de los separadores como carga para los compresores Ajax, es controlada la presión de

ingreso por la válvula PCV-2C al sistema de gas combustible de la planta, a una presión de 12 – 25 PSI.

6.1.1.7 SISTEMA DE AIRE PARA INSTRUMENTOS Y PLANTA

El sistema de aire para instrumentos y planta, tiene la finalidad de proveer aire seco y utilizar para los instrumentos de control automático y aire de planta para los compresores reciprocantes Ajax, está conformado por dos compresores uno principal y uno de relevo marca Ingersoll Rand con capacidad de 125 CFM y descarga 120 psig.

Tiene un recipiente acumulador de aire comprimido (V6) provisto de un indicador de presión y una válvula de seguridad PSV-11 que relevará la excesiva presión del sistema a la atmósfera.

Dispone de un equipo secador de aire Ingersoll Rand con capacidad para secar 535 CFM de aire.

6.1.1.8 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

El Skid de químicos, tiene el propósito de inyectar dosificadamente el componente químico inhibidor de corrosión para proteger la tubería de la corrosión.

Este sistema tiene instalado dos bombas reciprocantes Milton Roy con capacidad de 0.5 GPH y presión de descarga de 1000 psig, para la línea de gas comprimido y para la línea de líquidos condensados. La presión de descarga es de 1200 psig. Disponen de manómetros de presión PI-56 y PI- 57 y válvulas de alivio PSV-12 y PSV- 13 ubicadas en la línea de descarga de cada bomba para la protección de estos equipos.

Tiene un recipiente acumulador para la solución química de 60 galones de capacidad.

La solución química del inhibidor de corrosión se preparará en el momento necesario de acuerdo a las instrucciones del fabricante y a los resultados de laboratorio.

El inhibidor de corrosión se inyectará en la línea de Gas comprimido y líquidos condensados a través de las bombas reciprocantes Milton Roy G13P006M - (P4A) / G13P007M - (P4B). La solución química succiona del recipiente acumulador atmosférico y descargan a una presión de 800 - 1000 psig con un volumen de 1 - 2 GDP.

6.1.1.9 SISTEMA DE DRENAJE

a) Tanque Sumidero

El tanque sumidero tiene la función de recolectar todos los líquidos drenados de los siguientes equipos: Filtro separador G13V001 - (V1), Compresores Ajax G13C001 - (C1) / G13C002 - (C2), Compresor Rotativo G13C003 - (C3) y Separador de líquidos G13V002 - (V2) a través de la línea de 4" cabezal principal de drenaje y de la línea de 2" que recibe los líquidos (agua) drenados de las botas y (LGs) de los Skids G13V003 - (V4) y G13V004 - (V5) de baja y alta presión respectivamente.

Las botas y LGs de los recipientes G13V003 - (V4) y G13V004 - (V5) operan con presiones determinadas y los drenajes se realizarán en forma automática hacia la línea de 2" del drenaje de líquidos. Estos líquidos se descargan en la línea de 4" cabezal principal de drenaje y hacia la tea a través de una línea común instalada por prevención con válvulas de bola, para descargar líquidos al sumidero (T3) y con válvula check, para descargar los gases hacia la tea y prevenir a una falla operativa en el drenado de las botas.

Los gases que se escapen en el operativo del drenaje de los líquidos (agua) se liberan hacia la tea por la válvula check instalada en la mencionada línea.

El tanque Sumidero (T3) tiene la capacidad de 10 m³ y está provisto de una bomba de 3 HP y 3550 RPM con el sistema de control automático de nivel LSH- 58 y LSL-58 que comandara el funcionamiento de la bomba G13P401M - (P6) en función del nivel del tanque sumidero, enviando los líquidos solo por una línea de 2" a la piscina API del campo Sacha.

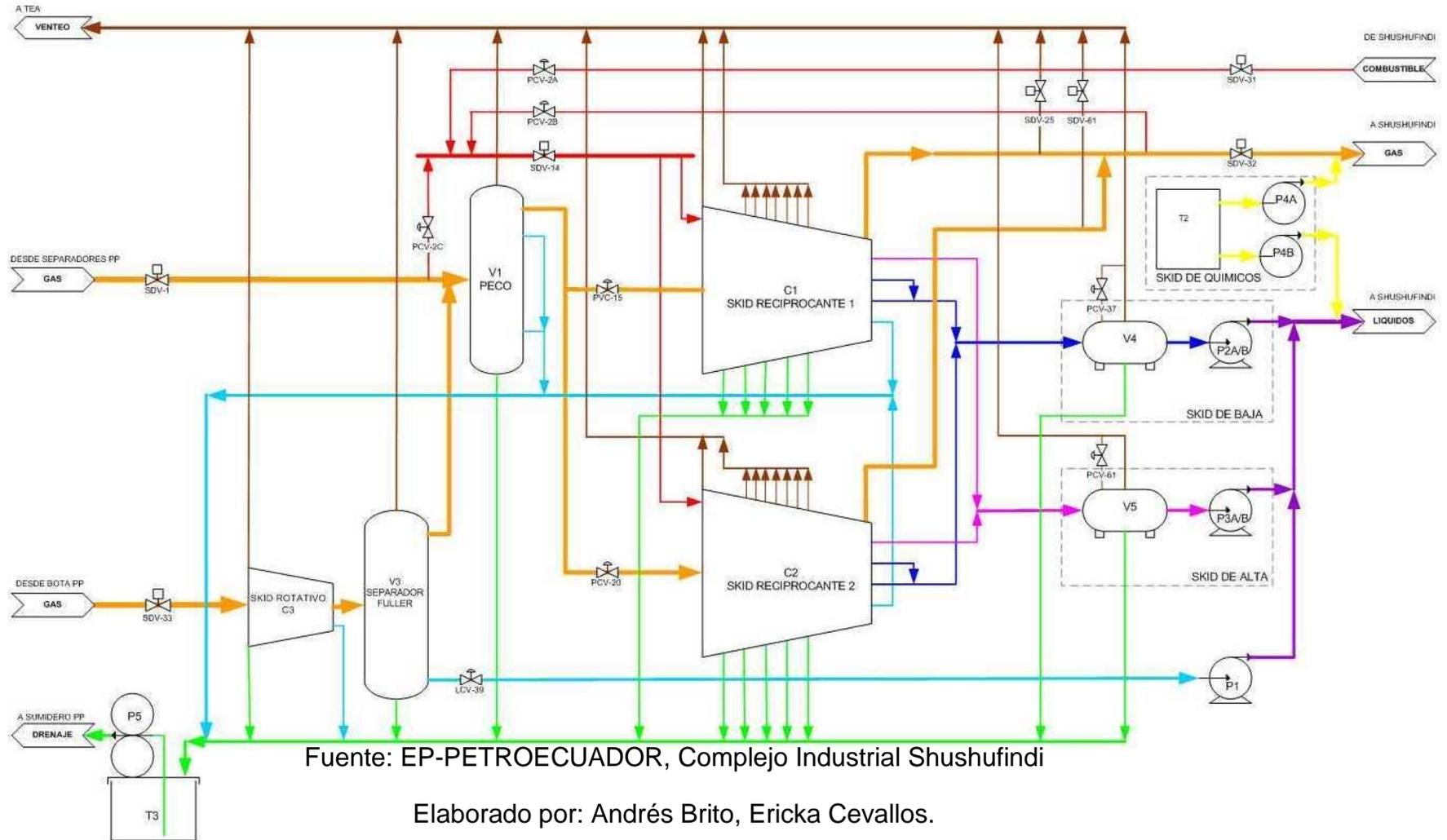
Los gases y vapores que se presenten en el tanque sumidero, se ventean a través de la línea de 4" que descarga al ambiente.

6.1.1.10 SISTEMA DE GAS DE ALIVIO A TEA

En este punto se describe el sistema de colección y quemado de los hidrocarburos relevados desde las válvulas de seguridad y despresurización de las unidades de proceso, en una de las teas de cada estación del campo Sacha de RIO NAPO.

6.1.2 ESTACIÓN SACHA NORTE 1

Figura 6.2 Diagrama simplificado de la Planta recuperadora de gas de la estación Sacha Norte 1



6.1.2.1 PROCESO DE CAPTACIÓN Y COMPRESIÓN

El diseño de las estaciones de captación y compresión del gas del campo Sacha estuvo a cargo de la empresa CYFOIL CIA. LTDA, la misma que elaboro un diseño similar para las cuatro estaciones dadas las características similares del gas. Con este antecedente solo se cambiaron las capacidades de instalación en cuanto a volúmenes que se reciben de cada estación. Siendo así el proceso de captación y compresión similar al proceso anteriormente descrito en la primera estación.

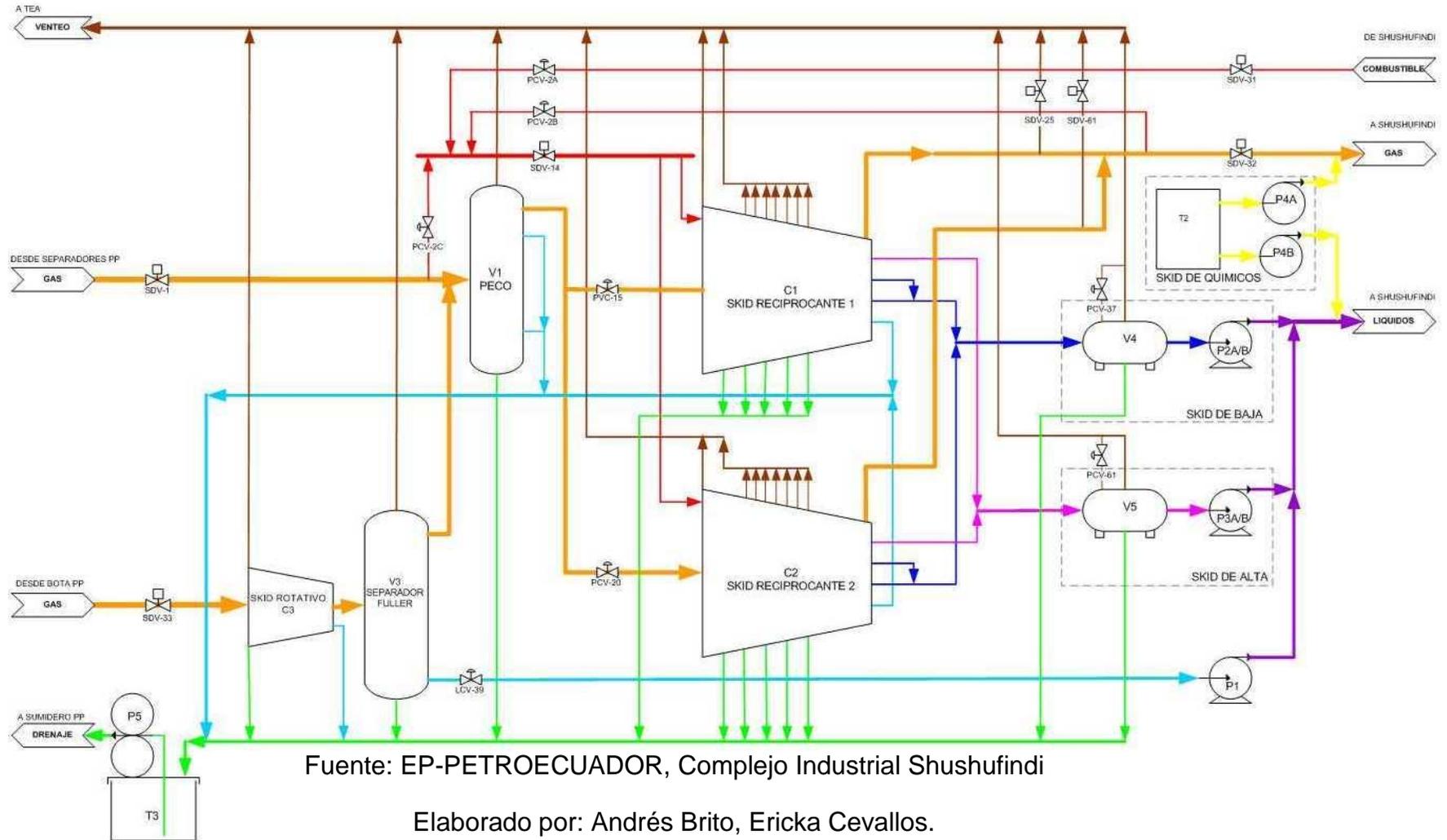
6.1.2.2 CAPACIDAD DE LA PLANTA

Disponen de dos compresores Reciprocantes Ajax, de 1.2 MMSCFD de capacidad cada uno, diseñados para procesar el gas proveniente de los separadores de producción del campo Sacha más un compresor Rotativo FULLER de 0.3 MMSCFD de capacidad para procesar el gas proveniente de las botas de los tanques de almacenamiento de crudo del campo Sacha.

La capacidad total del proceso en la Estación Sacha Norte 1 es de 2.4 MMSCFD de gas a la succión proveniente de los separadores de producción y 0.3 MMSCFD de gas proveniente de las botas de los tanques de almacenamiento de crudo del campo Sacha.

6.1.3 ESTACIÓN SACHA CENTRAL

Figura 6.3 Diagrama simplificado de la Planta recuperadora de gas de la estación Sacha Central



6.1.3.1 PROCESO DE CAPTACIÓN Y COMPRESIÓN

El diseño de las estaciones de captación y compresión del gas del campo Sacha estuvo a cargo de la empresa CYFOIL CIA. LTDA, la misma que elaboro un diseño similar para las cuatro estaciones dadas las características similares del gas. Con este antecedente solo se cambiaron las capacidades de instalación en cuanto a volúmenes que se reciben de cada estación. Siendo así el proceso de captación y compresión similar al proceso anteriormente descrito en la primera estación.

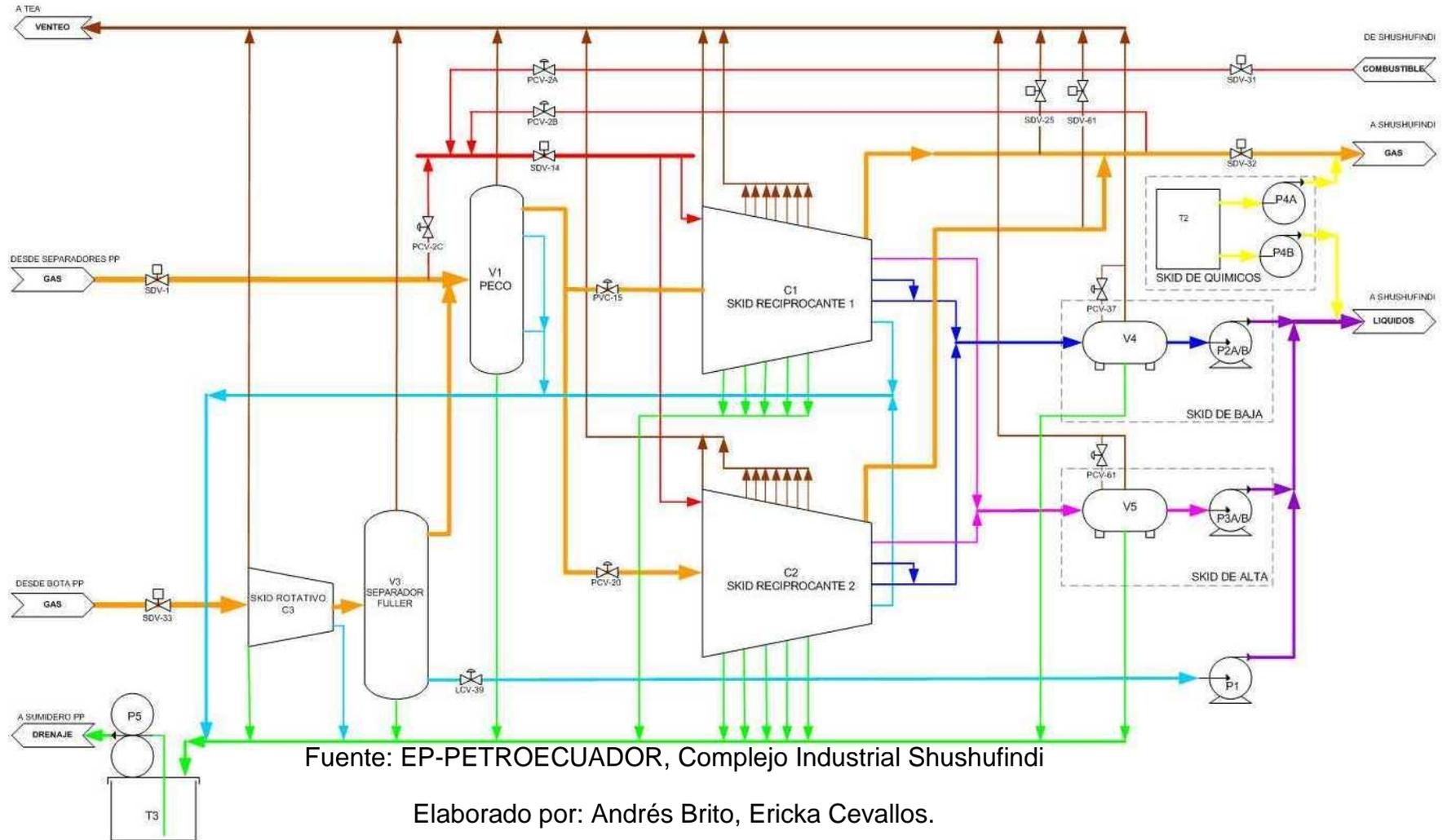
6.1.3.2 CAPACIDAD DE LA PLANTA

Disponen de dos compresores Reciprocantes Ajax, de 1.2 MMSCFD de capacidad cada uno, diseñados para procesar el gas proveniente de los separadores de producción del campo Sacha más un compresor Rotativo FULLER de 0.3 MMSCFD de capacidad para procesar el gas proveniente de las botas de los tanques de almacenamiento de crudo del campo Sacha.

La capacidad total del proceso en la Estación Sacha Central es de 2.4 MMSCFD de gas a la succión proveniente de los separadores de producción y 0.3 MMSCFD de gas proveniente de las botas de los tanques de almacenamiento de crudo del campo Sacha.

6.1.4 ESTACIÓN SACHA SUR

Figura 6.4 Diagrama simplificado de la Planta recuperadora de gas de la estación Sacha Sur



6.1.4.1 PROCESO DE CAPTACIÓN Y COMPRESIÓN

El diseño de las estaciones de captación y compresión del gas del campo Sacha estuvo a cargo de la empresa CYFOIL CIA. LTDA, la misma que elaboro un diseño similar para las cuatro estaciones dadas las características similares del gas. Con este antecedente solo se cambiaron las capacidades de instalación en cuanto a volúmenes que se reciben de cada estación. Siendo así el proceso de captación y compresión similar al proceso anteriormente descrito en la primera estación.

6.1.4.2 CAPACIDAD DE LA PLANTA

Disponen de dos compresores Reciprocantes Ajax, de 1.2 MMSCFD de capacidad cada uno, diseñados para procesar el gas proveniente de los separadores de producción de del campo Sacha más un compresor Rotativo FULLER de 0.3 MMSCFD de capacidad para procesar el gas proveniente de las botas de los tanques de almacenamiento de crudo del campo Sacha.

La capacidad total del proceso en la Estación Sacha Sur es de 1.2 MMSCFD de gas a la succión proveniente de los separadores de producción y 0.17 MMSCFD de gas proveniente de las botas de los tanques de almacenamiento de crudo del campo Sacha.

6.2 GENERALIDADES DEL PROCESAMIENTO DEL GAS CAPTADO EN EL COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI

6.2.1 GASODUCTO CAMPO SACHA - COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI

De cada una de las Estaciones del Campo Sacha el gas que es captado es transportado por el gasoducto que tiene un diámetro de 6 plg. hacia el Complejo Industrial Shushufindi.

El gas que es transportado por el gasoducto de la Estación Norte 2, Central, y Sur se unen con la línea de gas de la Estación Norte 1; todo el gas que se empata en la Estación Norte 1 se dirige al Complejo Industrial Shushufindi que se encuentra a una distancia aproximada de 65.2 km.

La distancia desde la Estación Norte 2 a la Estación Norte 1 es aproximadamente de 8.75 km, la distancia de la Estación Central hacia a la Estación Norte 1 es 2.3 km y la distancia que recorre el gas desde la Estación Sur hacia la Estación Norte 1 es aproximadamente 6.05 km. Ver **(Anexo A)**

6.2.2 PLANTA DE GAS SHUSHUFINDI

6.2.2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

El complejo industrial Shushufindi, consta de dos plantas: la refinería amazonas y la planta de gas de Shushufindi. Ubicada en la provincia de Sucumbíos, región oriental del país la planta de gas inicio sus operaciones en 1981, fue instalada para procesar el gas asociado que se quemaba en las teas de los campos de producción de petróleo en

Shushufindi, Aguarico, Limoncocha, Parahuacu y Atacapi pertenecientes a Petroproducción.

Figura 6.5 Planta de gas Shushufindi



Fuente: Planta de gas Shushufindi

Esta planta fue sometida a dos ampliaciones: La primera comprendió el montaje de compresores de alta potencia en la Estación de Secoya y la construcción de gasoductos, en una extensión de 42 Km, para captar y transportar el gas y los licuables que se producen en Secoya y enviarlos a la planta de Shushufindi para su procesamiento, esta etapa entró en operación en julio de 1990 y las obras permitieron el incremento de la producción de gas licuado de petróleo hasta alcanzar las 220 toneladas métricas diarias. La segunda etapa entró en operación en marzo de 1992 y contempló la ampliación de la planta de gas para procesar 500 toneladas métricas diarias de gas doméstico. El gas producido se

transporta a través del poliducto Shuhufindi-Quito, de donde se lo distribuye para su consumo como combustible doméstico e industrial.

Además, con el comienzo de las operaciones de la planta modular de gas instalada en Secoya se trata de resolver en parte el abastecimiento de materia prima que tiene la planta de Gas de Shushufindi.

6.2.2.2 Diagrama de la Planta de gas Shushufindi

(Ver Anexo B)

a) Principales sistemas instalados

Tabla 6.1 Sistemas instalados Planta de Gas Shushufindi

PLANTA DE GAS SHUSHUFINDI	
SISTEMAS INSTALADOS	
FILTROS	Filtro separador de entrada
	Filtro de polvo de gas
	Filtro de líquido
PRE-ENFRIADORES	Pre-enfriador de gas con agua
	Pre-enfriador de gas con refrigerante
	Pre-enfriador de líquido
ENFRIADORES	Enfriador de gas
	Enfriador de productos de fondo de la propanizadora
	Enfriador de productos de fondo de la debutanizadora
	Enfriador de GLP
CONDENSADORES	Condensador de desetanizador
	Condensador de depropanizadora
	Condensador de debutanizadora
	Condensador de refrigerante de agua
REBOILER	Reboiler de desetanizador
	Reboiler de debutanizadora
	Reboiler de depropanizadora
SEPARADORES	Separador de gas de entrada
	Separador frio
DESHIDRATADORES	Deshidratador de agua
	Deshidratador de líquido
INTERCAMBIADORES	Intercambiador gas-gas
	Intercambiador gas-líquido
CALENTADOR	Calentador que alimenta a la desetanizadora
ACUMULADOR	Acumulador de la desetanizadora
	Acumulador de reflujo de depropanizadora
	Acumulador de reflujo de debutanizadora
COLUMNAS	Desetanizadora
	Depropanizadora
	Debutanizadora
BOMBAS	Bomba de reflujo de depropanizadora
	Bomba de reflujo de debutanizadora
	Bomba de reflujo de desetanizadora

Fuente: Planta de gas Shushufindi

6.2.2.3 PROCESAMIENTO DEL GAS EN PLANTA

El procesamiento al que está sometido el gas asociado captado de los diferentes campos del oriente para la obtención de gas licuado de petróleo (GLP) sigue algunas etapas importantes que se las puede dividir de la siguiente manera: entrada y enfriamiento, separación, deshidratación, refrigeración y destilación fraccionaria.

a) Entrada y enfriamiento

La planta fue diseñada para procesar 25000 MPCND de gas asociado a una presión de entrada de 550 psi y 120°F. Este gas de carga es enfriado de 120 °F a 100°F en una primera etapa utilizando un proceso de preenfriamiento con agua con el fin de homogenizar las temperaturas.

b) Separación

El gas y líquido de carga entran al separador de entrada a una presión de 568 psi y 98°F en donde se separa el agua, el gas y los hidrocarburos líquidos. El agua es separada de los hidrocarburos líquidos y es recogida en una tolva y enviado a un pozo de quemado donde las pequeñas trazas de hidrocarburo se queman y el agua es tratada. Los hidrocarburos líquidos son bombeados con un flujo de 150 gpm a las torres deshidratadoras de líquidos. El gas de carga circula a través de un filtro separador antes de pasar al sistema de deshidratación de gas.

c) Deshidratadores

Existen dos equipos deshidratadores para gas y dos para líquidos, mientras un equipo está deshidratando el otro se regenera, su función es eliminar la mayor cantidad de humedad presente en los gases y líquidos. Estos

deshidratadores utilizan el mismo principio de deshidratación a base de tamices moleculares formados por zeolita sintética, la cual absorbe el agua mediante un proceso físico. La regeneración de las zeolitas se la realiza utilizando gas seco y precalentado a 500°F durante 6 horas.

A la salida de los deshidratadores la carga de gas y líquidos pasa por los filtros de polvo cuya finalidad es evitar cualquier arrastre de polvo del tamiz los deshidratadores.

d) Refrigeración

Luego de la deshidratación los gases y líquidos se combinan y dividen en dos corrientes un 27% irá al intercambiador gas-gas donde la temperatura desciende de 30°C a -30°C, el 73% restante de la mezcla irá al intercambiador gas-líquido donde la temperatura desciende de 49°C a -30°C este cambio brusco de temperatura permite la licuefacción de las fracciones C3, C4 y C5.

Las dos corrientes gas líquido pasan a través del enfriador de gas de entrada donde la temperatura desciende de -30°C a -40°C por la refrigeración de propano en el enfriador de gas. Seguidamente la corriente gas líquido circula a través del separador frío, donde se separan la fase gaseosa (C, C2, CO2, N2, He) y la fase líquida (C3, C4 y C5+), este separador esta diseñado para trabajar a 535 psi y -40°C.

e) Destilación fraccionaria

El líquido proveniente del separador frío pasa a presión a través del intercambiador gas-líquido donde la temperatura del líquido se incrementa de -40°C a 38°C y entra al de-etanizador con un caudal de 265.7 gpm.

Los gases de cabeza en el de-etanizador son condensados parcialmente mediante refrigeración con propano en el condensador del de-etanizador y enviados al acumulador de reflujo del de-etanizador. Los gases del acumulador de reflujo van al sistema del gas residual y el líquido es bombeado nuevamente al de-etanizador con un caudal de 156.5 gpm. La corriente de líquidos de la parte baja del de-etanizador es extraída y enviada al hervidor y luego enviada al de-butanizador.

Las condiciones de diseño para la base del de-butanizador son de 200 psi y 301°F en donde los gases en la cabeza del de-butanizador son totalmente condensados en un sistema de aire frío y enviados al acumulador de reflujo.

Una parte del líquido del acumulador es devuelto al de-butanizador como reflujo y el resto es enviado por un regulador de presión al almacenaje de GLP en una de sus cuatro esferas que tienen una capacidad de 1350 m³ cada una, el caudal de diseño para el producto propano-butano es de 117,6 gpm con un peso específico de 0.532.

Las colas del de-butanizador son enviadas al rehervidor luego pasan a través de un enfriador y van al depósito de gasolina natural.

6.2.3 CROMATOGRAFÍA DEL GAS RESIDUAL ENTRADA PLANTA DE CO₂

Tabla 6.2 Cromatografía Gas Residual

													
COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI													
COORDINACIÓN CONTROL DE CALIDAD													
RESULTADOS GAS RESIDUAL ENTRADA PLANTA DE CO₂ ANALISIS 2011													
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
FECHA MUESTREO	29	2	31	30	28	30	27	19	28	20	5	17	Promedio
FECHA ANALISIS													
PRODUCTO	GAS RESIDUAL												
ORIGEN	Entrada P CO ₂	Entrada P CO ₂	Entrada P CO ₂	Entrada P CO ₂	Entrada P CO ₂	Entrada P CO ₂	Entrada P CO ₃						
ENSAYOS													
CROMATOGRAFIA	% Peso												
Componente													
Nitrógeno	7,08	5,78	10,58	7,29	5,89	10,95	9,29	3,47	6,27	5,66	9,66	9,61	7,63
Metano	37,94	38,13	36,27	35,07	38,89	41,03	38,91	39,83	44,09	44,18	44,57	41,96	40,07
CO₂	35,36	36,15	37,24	41,89	38,15	30,94	33,98	36,10	30,76	28,11	28,75	28,49	33,83
Etano	11,69	12,36	11,55	12,09	11,54	10,84	10,90	12,86	10,17	9,85	9,71	10,57	11,18
Propano	7,93	6,72	4,36	3,66	5,53	6,24	6,91	7,75	8,71	12,20	7,31	9,37	7,22
I-butano	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N-butano	0,00	0,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07
I-Pentano	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N-Pentano	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hexanos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Planta de gas Shushufindi

En la tabla de la cromatografía del gas residual a la entrada de la planta de CO₂ se puede observar que el porcentaje en peso del CO₂ está en un rango entre: 28,11 y 41,89; al ser el CO₂ un gas corrosivo y que a su vez disminuye el poder calorífico del gas; es necesario tratar dicho gas y disminuir la cantidad de CO₂.

6.2.4 PLANTA MODULAR PARA TRATAMIENTO DE CO₂

El CO₂ en cualquier porcentaje, hace al gas corrosivo siempre que su temperatura sea inferior al punto de rocío del agua. Disminuye el poder calorífico.

6.2.4.1 CARACTERÍSTICAS DEL GAS DE ALIMENTACIÓN

La corriente de gas que ingresa a la planta de extracción o remoción de CO₂ debe reunir ciertas condiciones iniciales, antes existe un skid de pre tratamiento para purificar la carga con la finalidad de preservar las membranas de agentes nocivos (agua, aceite, etc.) que deterioran y disminuyen la efectividad de los elementos de separación.

Las características del gas se determinan mediante los análisis cromatográficos (análisis molar o volumétrico). Las características del gas a ser tratado se presentan en la tabla No. 6.2

6.2.4.2 PROCESOS DE REMOCIÓN DEL CO₂

Para la remoción del CO₂ tenemos dos procesos químicos y físicos. Dentro de los procesos químicos existe el proceso de Monoetanolamina (MEA), basado en las reacciones químicas reversibles a diferentes temperaturas.

En los procesos físicos tenemos el de membranas de polímeros, las cuales funcionan en base a la presión diferencial sobre una membrana donde las moléculas de menor tamaño de CO_2 , se filtran a través de dicha membrana a mayor velocidad que las moléculas de mayor tamaño propano (C_3H_8).

a) Análisis y Descripción del Proceso de Remoción por Membranas de Polímeros.

Una membrana es una barrera delgada que separa dos fluidos, la barrera impide el flujo hidrodinámico, por lo que el transporte a través de la membrana es por adsorción y difusión. La propiedad de la membrana que afecta a la velocidad de transporte es su permeabilidad.

Una membrana es semipermeable si en condiciones idénticas, transporta diferentes especies moleculares con velocidades distintas reflejadas por el tiempo de difusión de los diferentes gases por la presión ejercida sobre ellos. Estas membranas son manufacturadas con polímeros especialmente seleccionados, son fabricados en un proceso continuo, sobre una tela de tejido sintético de 200 micrones de abertura que constituye la subcapa y soporte, se cubre con un polímero de acetato de celulosa para permeabilidad de 0-1 micrón, la capa activa de la membrana mediante las propiedades de solubilidad, permeabilidad y disolubilidad es capaz de separar gases como CO_2 , H_2S y vapor de agua en la corriente de gases de C1, C2, C3, I-C4, N-C4 y otros.

Las moléculas de: CO_2 , H_2S , H_2O (vapor), son atraídas por la membrana donde se disuelven en una porción mayor a los hidrocarburos de 1 a 21 veces, y esta actividad es función de la presión y no de la concentración. Si consideramos un gas con el 30% de CO_2 la disminución de la concentración de CO_2 en el flujo de gas será a 10% molar en la descarga.

La operación de las membranas se rige por la ley de Henry (la solubilidad de un gas en un disolvente es directamente proporcional a la presión del gas sobre el líquido), establece que:

$$\epsilon = S \times D / Z$$

Donde:

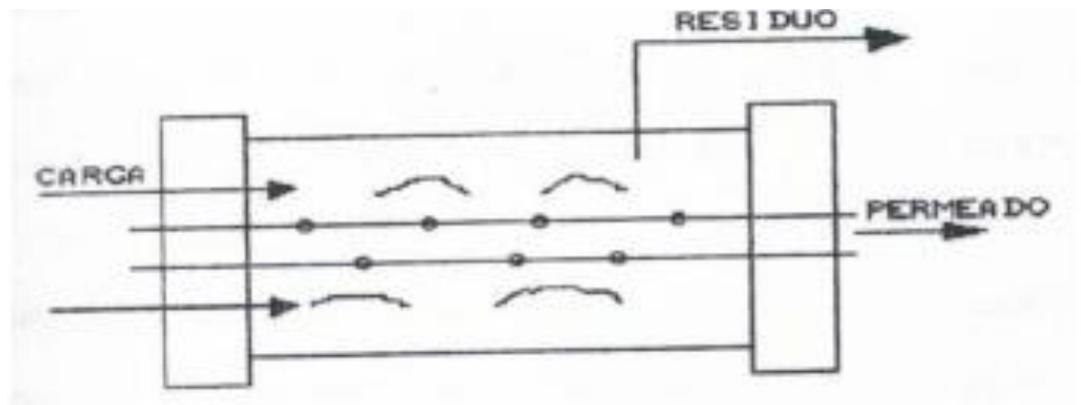
ϵ = Permeabilidad

S = Solubilidad

D = Difusividad

Z = Espesor de membrana

Figura 6.6 Proceso de separación de una membrana



Fuente: www.wikipedia.com

Para obtener una mayor área de membrana en contacto con el gas son construidas en forma de espiral sobre un tubo de acero inoxidable perforado para colector de permeado, en este caso CO₂.

¹³ Ecuación Ley de Henry

Para continuar con la descripción del proceso, cabe informar que en Shushufindi existe la unidad de remoción de CO₂, con la finalidad de eliminar el CO₂ del gas hasta un 10% molar, puede procesar hasta 5 MMSCFD de gas. En vista de que el sistema de membranas está instalado a aguas abajo de los compresores de gas, se deben tomar precauciones en la operación del equipo para prevenir el arrastre de impurezas como se indicó a un principio, ya que los daños pueden ser irreversibles.

El gas asociado pasa por un calentador, elevando la temperatura del gas a 60 °C, luego por un filtro coalescente y purificadores, los equipos están provisto de switch de presión diferencial que ocasionaría la parada de la planta de CO₂, en caso de alto nivel de líquidos o alta presión diferencial, el lecho filtrante protege las membranas de ciertos contaminantes (aromáticos polinucleares), que generalmente se encuentran en escalas de ppb, los mismos que pueden adherirse a la superficie de las membranas, dañándolas.

El gas pre-tratado es enviado a los diferentes tubos de membranas que operan en paralelo, la corriente ingresa en el lado carcaza de cada tubo, fluye a lo largo del mismo y sale por el otro extremo. La carcaza y la cavidad interna están separados por un elemento de membrana tubular. La carcaza exterior se encuentra a mayor presión que el tubo interno, que es permeable primordialmente para CO₂.

El permeato (CO₂) se extrae del gas residual de alimentación a través de la membrana, a medida que fluye a través de la carcasa y se recolecta en el tubo interno. El permeato se envía a la tea, y el gas residual con un contenido de máximo 10% de CO se envía por una tubería conectada con el gasoducto para enviar a los diferentes campos a ser utilizado como combustible.

Figura 6.7 Planta de remoción de CO₂



Fuente: Planta de gas Shushufindi

6.2.5 CROMATOGRAFÍA DEL GAS RESIDUAL ENVIADO AL CAMPO SACHA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

6.2.5.1 Gas Residual

Llamamos gas residual o pobre a un segundo producto obtenido en las plantas de procesamiento y tratamiento para la elaboración del GLP, este subproducto compuesto principalmente de metano, etano y trazas de CO₂, provienen de la fase gaseosa de un separador frío y también de la fase gaseosa del tambor de acumulación del condensador de la deetanizadora, estas dos corrientes forman parte del sistema de gas residual que a la vez se convierte en un gas combustible para uso de los equipos de combustión interna de la estación.

Este gas por contener altas proporciones de metano, etano y por ser liviano, puede ser transportado mediante tuberías o ductos terrestres para su uso masivo sin que represente peligro.

En cambio no es posible almacenar el metano y el etano por cuanto no lo permiten sus temperaturas críticas que son respectivamente -32°C y -82°C . El mantenerlos líquidos exigiría conservarlos a menores temperaturas que aquellas y en realidad a valores suficientemente inferiores para que su tensión de vapor no sea elevada y sea compatible con la baja resistencia de los grandes tanques con aislación térmica destinados a contenerlos.

6.2.5.2 Características y Propiedades

El gas residual es una mezcla de hidrocarburos gaseosos y livianos cuyo componente principal es el metano, en menor porcentaje el etano, CO_2 , y pequeñas trazas de propano, su composición es variada y depende del yacimiento que proviene, este gas es una fuente de energía como cualquier combustible derivado del petróleo.

6.2.5.3 Propiedades

- Es un gas totalmente seco libre de humedad
- Es menos contaminante a comparación del GLP.
- Es incoloro e inodoro
- Limpio, libre de impurezas
- La cromatografía indica mayor porcentaje de metano
- Es un gas liviano, más ligero que el aire
- Es beneficioso para la industria, ya que desempeña papeles importantes como combustible energético

Tabla 6.3 Cromatografía Gas Residual

ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES		
(Valores promedio año 2012)		
COMPOSICIÓN	% MOLAR	GPM TEORICO
NITRÓGENO N2	11,39	
METANO C1	53,54	
SUR. HIDROGENO(H2S)	0,00	
DIO. CARBONO CO2	18,05	
ETANO C2	10,97	
PROPANO C3	6,06	1,66
I. BUTANO IC4	0,00	0,00
N. BUTANO NC4	0,00	0,00
I. PENTANO IC5	0,00	0,00
N. PENTANO NC5	0,00	0,00
HEXANO Y MAS C6+	0,00	0,00
TOTAL	100	1,66

CONSTANTES FÍSICO-QUÍMICAS DEL GAS	
PESO MOLECULAR DEL GAS	25,69
VALOR CALÓRICO NETO (BTU/SCF)	804,48
VALOR CALÓRICO BRUTO SECO (BTU/SCF)	887,097
VALOR CALÓRICO BRUTO HÚMEDO (BTU/SCF)	871,661

Fuente: Planta de gas Shushufindi

6.2.5.4 Poder calórico del gas

Una de las características del gas es su poder calórico, el cual se determina por análisis de laboratorio, utilizando uno de los varios tipos de calorímetros disponibles. Además, el poder calórico del gas se considera para determinar su calidad como combustible y, La corrección indicada se aplica a la combustión del gas, ya que la presencia de agua en el gas será fuente de transferencia de calor adicional al agua que es sometida al incremento de temperatura en el calorímetro.

La caloría es una de las varias unidades térmicas empleadas en los procesos industriales. Representa la cantidad de calor requerida, a una atmósfera de presión, para aumentar la temperatura de un gramo de agua un grado centígrado. Esta unidad de medida se llama caloría, cuando se trata de 1.000 gramos o un kilo de agua se le llama kilocaloría.

En el sistema angloamericano se le llama Unidad Térmica Británica (BTU) y se define como la cantidad de calor requerida para aumentar la temperatura de 1 libra (453,592 gramos) de agua a un grado Fahrenheit hasta la temperatura de su máxima densidad que es 39,2 °F. Una BTU es, aproximadamente, igual a 0,252 kilocalorías.

Existen dos tipos de valor calórico que son:

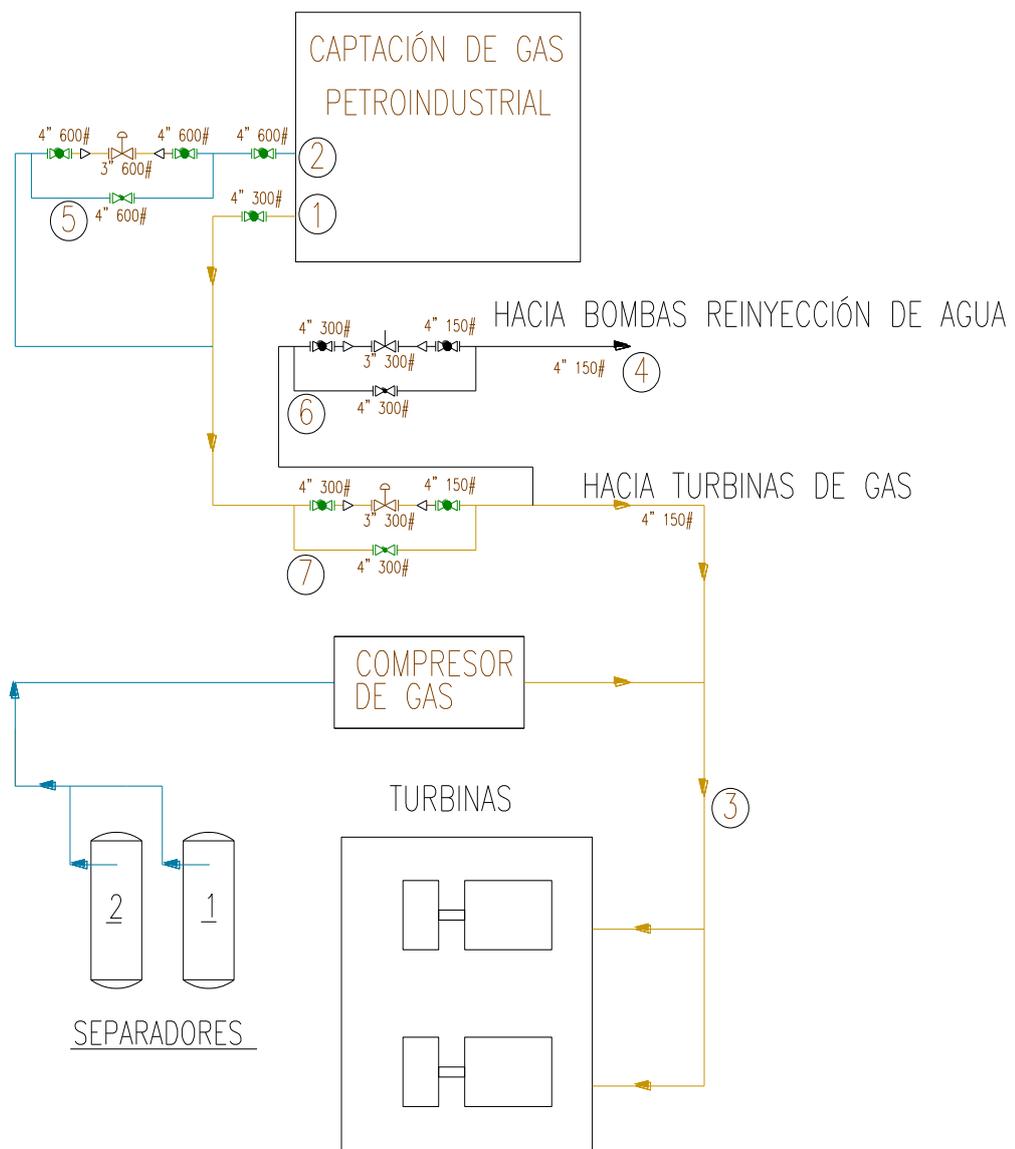
- **El valor calórico total.**- Se define como el valor liberado al quemarse un volumen unitario de gas bajo determinadas condiciones. Considerando que el agua (Vapor de agua) obtenida durante la combustión se recoge en forma líquida.
- **El valor calórico neto.**-Se define como el valor liberado al quemarse un volumen unitario de gas bajo determinadas condiciones. Considerando que el agua (Vapor de agua) obtenida durante la combustión permanece en forma de vapor.

6.3 CAPTACIÓN DEL GAS RESIDUAL EN EL CAMPO SACHA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

6.3.1 SACHA NORTE 1

Figura 6.8 Diagrama captación gas residual Sacha Norte 1

ESTACIÓN SACHA NORTE 1 (ORN)



Fuente: OGE

Luego de la entrega del gas de producción a Petroindustrial, se recibe gas residual a 340 psi (punto 1), para alimentar a las Turbo-bombas para el sistema poweroil a 200 psi (punto 3) y bombas de wáter flow a 20 psi (punto 4), para seguir con la operación normal, como actualmente funciona con gas de producción comprimido. También se va a dejar la facilidad para tomar el gas a la salida del compresor de gas en estación de Petroindustrial (punto 2).

Para conseguir las presiones de operación de los equipos mencionados se van a instalar unas válvulas reguladoras de presión como se indican en los puntos 5, 6 y 7 de acuerdo al diagrama de la instalación que antecede.

Figura 6.9 Captación Gas Residual

Punto 1: Captación de Gas Residual (340 psi)



Fuente: OGE

Figura 6.10 Descarga del compresor

Punto 2: Descarga del compresor de Petroindustrial (800 psi)



Fuente: OGE

Figura 6.11 Turbo bombas sistema Poweroil

Punto 3: Ingreso a las turbo bombas del Sistema poweroil en la estación Sacha Norte 1



Fuente: OGE

Figura 6.12 Interconexión bombas wáter flow
Punto 4 y 6: interconexión para las bombas de wáter flow



Fuente: OGE

Figura 6.13 Interconexión válvulas reguladoras de presión
Puntos 5 y 7: interconexión para válvulas de reguladoras de presión

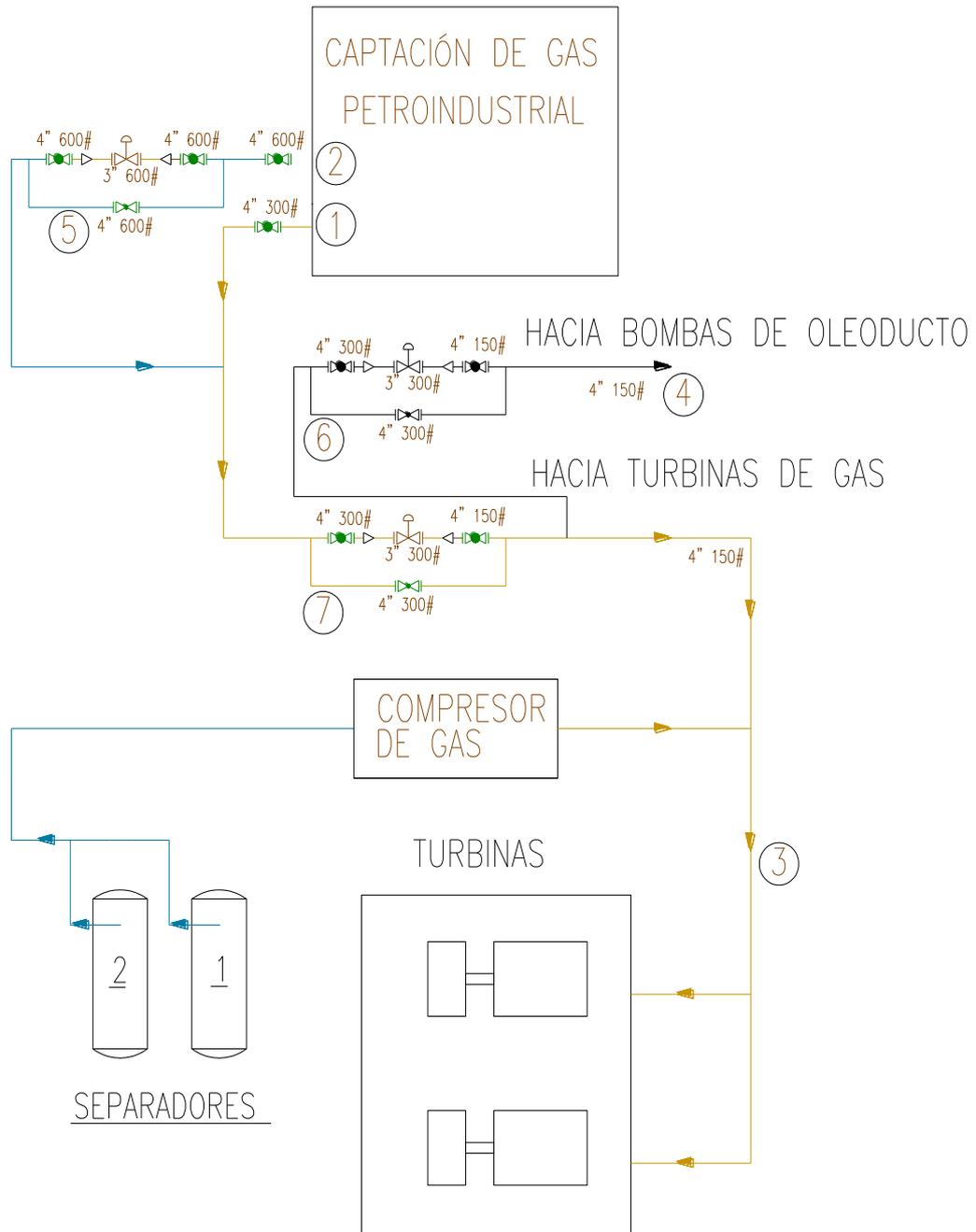


Fuente: OGE

6.3.2 SACHA CENTRAL

Figura 6.14 Diagrama captación gas residual Sacha Central

ESTACIÓN SACHA CENTRAL (ORN)



Fuente: OGE.

Luego de la entrega del gas de producción a Petroindustrial, se recibe gas residual a 340 psi (punto 1), para alimentar a las turbinas de generación eléctrica a 200 psi (punto 3) y bombas de oleoducto a 20 psi (punto 4), para seguir con la operación normal, como actualmente funciona con gas de producción comprimido. También se va a dejar la facilidad para tomar el gas a la salida del compresor de gas en estación de Petroindustrial (punto 2)

Para conseguir las presiones de operación de los equipos mencionados se va a instalar unas válvulas reguladoras de presión como se indican en los puntos 5, 6 y 7 de acuerdo al diagrama de la instalación que antecede.

En las figuras siguientes se indican en campo los puntos de conexión:

Figura 6.15 Captación gas residual

Punto 1: Captación de Gas Residual (340 psi)



Fuente: OGE

Figura 6.16 Descarga compresor Petroindustrial

Punto 2: Descarga del compresor de Petroindustrial (800 psi)



Fuente: OGE

Figura 6.17 Ingreso a las turbinas de generación eléctrica

Punto 3: Ingreso a las turbinas de generación eléctrica
en la estación Sacha Central



Fuente: OGE

Figura 6.18 Interconexión bombas de oleoducto

Punto 4 y 6: Interconexión para las bombas de oleoducto



Fuente: OGE.

Figura 6.19 Interconexión válvulas reguladoras de presión

Puntos 5 y 7: Interconexión para válvulas de reguladoras de presión



Fuente: OGE

6.4 SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para un adecuado funcionamiento de los equipos es necesario cumplir con:

- Disponibilidad de combustible (gas), para cada uno de los generadores a ser instalados en el campo. Combustible que será proporcionado luego del proceso de separación en los separadores y botas de gas de cada estación de producción.
- Disponibilidad de las unidades necesarias para poner en marcha el proyecto.

6.4.1 CONSIDERACIONES PARA EL GENERADOR

Estos motores a gas deben tener las características de operación necesarias para acoplarse en paralelo y en forma continua con el Sistema Eléctrico Sacha (SESA). La potencia necesaria debe ser igual o mayor a lo que se dispone; es decir, de 9.1MW. Se debe garantizar la operación del motor de combustión con el gas combustible cuya composición y características se detallan en la primera parte de este capítulo.

Todos los equipos a utilizarse deberán ser dimensionados para entregar los valores requeridos bajo condiciones en sitio que se indican a continuación:

- Temperatura Ambiente: 40 grados centígrados
- Humedad: 80%
- Altitud: 300 metros sobre el nivel del mar
- Capacidad en bornes: dentro del rango (1 MW)
- Frecuencia: 60Hz.

- Fases: trifásico
- Trabajo: continuo
- Aislamiento: clase F

Para el mejor aprovechamiento del gas residual y las necesidades de energía que requiere el campo Sacha, de acuerdo a las características del gas destinado para la generación de energía eléctrica, los generadores mas útiles de entre las propuestas recibidas por varios proveedores de los equipos son:

OPCIÓN 1

- ❖ SIEMENS propone dos Turbinas de gas industrial:
(Ver Anexo C-1)

Estación Norte 1

MODELO: SGT-100

GENERACIÓN DE ENERGÍA: 5,4 MW

- Combustible: gas residual
- Frecuencia: 50/60 Hz
- Eficiencia eléctrica: 31%
- Consumo específico: 11.613kJ/kWh (11.008 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 17.384 rpm
- Relación de compresión: 15,6:1
- Caudal de gases de escape: 20,6 kg/s (45,4 lbs/s)
- Temperatura gases escape: 531 ° C (988° F)
- Emisiones de NO_x
corregidas al 15%
de O₂ seco): ≤ 15ppmV

Estación Central

MODELO: SGT-200

GENERACIÓN DE ENERGÍA: 6,75 MW

- Combustible: gas residual
- Frecuencia: 50/60 Hz
- Eficiencia eléctrica: 31,5%
- Consumo específico: 11.418kJ/kWh (10.823 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 11.053 rpm
- Relación de compresión: 12,2:1
- Caudal de gases de escape: 29,3 kg/s (64,5 lbs/s)
- Temperatura gases escape: 466 ° C (871° F)
- Emisiones de No_x
(corregidas al 15%
de O₂ seco): ≤ 25ppmV

OPCIÓN 2

- ❖ ARCOLANDS propone tres motores a gas:

1 motor para la Estación Norte 1 y 2 motores para la Estación Central

MODELO: DRESSER Waukesha 275GL

GENERACIÓN DE ENERGÍA: 3,605 MW

- Combustible: gas residual
- Frecuencia: 60 Hz
- Eficiencia eléctrica: 46%
- Consumo específico: 9.150kJ/kWh
- Velocidad del motor: 900 rpm
- Relación de compresión: 9:1
- Emisiones de No_x

- | | |
|--|--------------|
| (mg/Nm ³ @ 5% O ₂): | 0,5 g/bhp-hr |
| • Emisiones de CO | |
| (mg/Nm ³ @ 5% O ₂): | 1,7 g/bhp-hr |

La propuesta más prometedora para este campo es de la Empresa ARCOLANDS que propone tres motores a gas MODELO: DRESSER Waukesha 275GL que generan 3,605 MW cada uno; analizado según las necesidades y posibilidades. Ver en el **Anexo C-2** las proformas de estos equipos.

6.5 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

6.5.1 Historia de Generación Eléctrica del campo Sacha

La empresa de economía mixta subsidiaria pública, operaciones Rio Napo CEM, mediante contrato de “Servicios específicos para la administración, incremento de producción, desarrollo, optimización, mejoramiento integral y explotación del campo Sacha entre la empresa estatal de exploración y producción de petróleo del Ecuador (Petroproducción) y operaciones Rio Napo compañía de economía mixta” tomó la operación del campo Sacha el 3 de noviembre del 2009 a las 00h00. Para esa fecha el campo Sacha formaba parte del Sistema Eléctrico Interconectado Petroproducción (SEIP), y su balance de carga era el siguiente:

Tabla 6.4 Balance de carga Sacha

**BALANCE DE CARGA SACHA
CONDICIÓN 03-NOV-2009**

GENERACIÓN TOTAL (kW)	7000	
TURBINA RUSTON TA 1750	OFF	Mantenimiento
TURBINA RUSTON TB 5000	2000	
JUSTICE (RENTADA)	5000	
CONSUMO TOTAL (kW)	7000	
CAMPAMENTO CENTRAL	1000	
HPS N°9 ESTACIÓN CENTRAL	600	
ESTACIÓN SACHA NORTE1	700	
ESTACIÓN SACHA NORTE2	1200	
ESTACIÓN SACHA SUR	2000	
SEIP	1500	
RESERVA RODANTE (kW)	0	

Fuente: OGE.

El 20 de noviembre de 2009 el campo Sacha se desconecta del SEIP y opera con generación centralizada propia y rentada. La compañía JUSTICE COMPANY inicia operaciones el 28 de diciembre del 2008 y termina el 31 de diciembre del 2010 con generación puntual en Pozos y Sistemas de Reinyección de Agua, se rehabilita la turbina de generación TA 1750 conformando el Sistema Eléctrico Sacha (SESA).

Debido al incremento de levantamiento artificial de crudo por medio de bombeo electro-sumergible en el campo Sacha, la demanda de generación eléctrica aumenta, por lo que a partir del 3 de diciembre ORN emitió Órdenes de Trabajo mensuales con las Compañías RS ROTH y SCHLUMBERGER para el servicio de alquiler de grupos electrógenos, estos equipos fueron distribuidos estratégicamente en el campo (RYA Estación Norte 2, PowerOilHPS Estación Central y Generación al SESA Estación Norte 1).

La Cia. RS ROTH en el mes de febrero manifiesta contar con amplio stock de equipos de generación con capacidad desde 100 a 2000 kW de potencia nominal, razón por la cual se celebra el acta de negociación y el 3 de marzo de 2010 se firma el contrato para el “Servicio técnico de alquiler, mantenimiento y operación de dos grupos electrógenos de potencia de 1mw para el campo Sacha” con la Cia. RS ROTH y terminó el 3 de marzo de 2011, con un costo de USD 0.07305 el kWh.

Tabla 6.5 Balance de carga 2010

BALANCE DE CARGA JUNIO 2010

GENERACIÓN TOTAL (Kw)	9100
TURBINA RUSTON TA 1750	700
TURBINA RUSTON TB 5000	OFF
JUSTICE (RENTADA)	5000
GENERADOR RS ROTH (CONTRATO 2 MW)	1500
GENERADOR RS ROTH (RENTADA) SN1	1000
GENERADOR RS ROTH (RENTADA) SA 151	900
CONSUMO TOTAL (Kw)	8204
ESTACIÓN SACHA CENTRAL CB7	400
CAMPAMENTO	540
HPS 9	630
HPS 10	630
ESTACIÓN SACHA NORTE1	2154
ESTACIÓN SACHA NORTE2	1700
ESTACIÓN SACHA SUR	2150
RESERVA RODANTE (kW)	896

Fuente: OGE

6.5.2 Diagrama de la distribución Eléctrica en el campo Sacha

La distribución eléctrica detallada en el **Anexo D** nos muestra el Sistema Interconectado Sacha (SESA). La descarga de energía eléctrica se empata en la línea de alta, distribuyéndose así en todo el sistema.

CAPÍTULO VII

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

7.1 INTRODUCCIÓN

Para cumplir con las expectativas del presente proyecto se deben considerar algunos parámetros importantes; como el de asegurar el suministro de gas de acuerdo al resultado de las reservas de el campo Sacha. Esto esta sujeto entre otros al incremento de la producción de petróleo del campo, es decir; se esta desarrollando algunos proyectos de perforación lo que implica una mayor producción de gas.

Con respecto a los costos del proyecto, estos serán dispuestos por etapas. Es decir, costos de generadores, instalación, mantenimiento, gastos operativos; para así, al final obtener un costo total de la inversión y calcular la recuperación de acuerdo al ahorro en los costos de combustible (diesel) con el uso del gas natural que se produce en las Estaciones del campo Sacha.

7.2 DETERMINACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL PROYECTO

Los equipos de mayor costo de inversión para el campo son los de capital de equipamiento inicial, los costos de instalación y arranque.

Para efectuar el mantenimiento de los equipos (DRESSER Waukesha 275GL) en cada estación, se han tomado en cuenta una parada

semestral, teniendo como imprevistos un 5% para cubrir los costos de repuestos y materiales a ser utilizados. Ver tabla 7.1

Tabla 7.1 Costo de Equipos y Mantenimiento

COSTO DE EQUIPOS Y MANTENIMIENTO	
EQUIPOS	
ESTACIÓN NORTE 1	\$
DRESSER Waukesha 275GL	800.000
DRESSER Waukesha 275GL (back off)	800.000
Obra civil para instalación y arranque del motor	20.000
ESTACIÓN CENTRAL	
DRESSER Waukesha 275GL	800.000
DRESSER Waukesha 275GL	800.000
DRESSER Waukesha 275GL (back off)	800.000
Obra civil para instalación y arranque del motor	30.000
SUBTOTAL	4.050.000
Imprevistos 10%	405.000
TOTAL	4.455.000
MANTENIMIENTO	
3 UNIDADES DRESSER Waukesha 275GL	60.000
Imprevistos 10%	6.000
TOTAL	66000

Fuente: Arcolands
 Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos
 Fecha: 13 de Junio 2012

El 10% para imprevistos implementado en estos costos hace referencia a manejos del consorcio en las que, los análisis económicos de los proyectos implementan este valor sobre el coste de presupuestado para dicho proyecto.

7.3 COSTO POR ft DE GAS

El gas generado en cada estación del campo Sacha viene asociado en el petróleo debido a que son yacimientos de crudo y, que después de separarlo en superficie, se lo envía al Complejo Industrial Shushufindi donde es procesado y en un mínimo porcentaje se quema.

El costo actual de producción por cada barril producido es de 6,58 USD/BI¹⁴, y la producción de crudo en promedio para este campo es de 50.208 BPPD y de gas de 7464,7 MPCPD, datos proporcionados a Diciembre del 2011.

$$\text{Relación entre crudo y gas} = \frac{50.208\text{BPPD}}{7464,7\text{MPCPD}} = 6,72$$

Entonces, la relación entre producción de crudo y producción de gas es de 1:7 por cada MPC. Ahora, utilizando esta relación con los costos, se tiene que mientras la producción de un barril de crudo cuesta 6,58 USD la del gas cuesta 1/7 del costo del crudo por cada MPC (1/7 de 6,58) USD/MPC:

$$\text{Costo gas} = \frac{1}{7} \frac{6,58 \text{ USD}}{1000\text{PC}} = 0,00094 \text{ USD/PC}$$

Según las especificaciones del generador para el campo Sacha, los requerimientos de combustible son los siguientes:

¹⁴ Operaciones Río Napo CEM contempla un costo de operación de 6,58 USD/BI de petróleo, sin tomar en cuenta el costo de transporte y comercialización del crudo.

Estación Norte 1: Un motor para generación MODELO: DRESSER Waukesha 275GL

- Requiere de = 32985,750 E3 BTU/H
- Poder calórico neto del gas = 804 BTU/PC

Por lo que este generador requiere por hora

$$= \frac{32985,750 \text{ E3 BTU/H}}{804 \text{ BTU/PC}} = 41027,05 \text{ PC/H}$$

Y por día requiere de: $41027,05 \frac{\text{PC}}{\text{H}} * \frac{24\text{H}}{1\text{día}} = 984649,25 \frac{\text{PC}}{\text{día}}$

Costo gas al año: $0,00094 \frac{\text{USD}}{\text{PC}} * 984649,25 \frac{\text{PC}}{\text{día}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} = 337833,16 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$

Estación Central: Dos motores para generación MODELO: DRESSER Waukesha 275GL

Costo gas al año = $337833,16 \frac{\text{USD}}{\text{año}} * 2 = 675666,32 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$

El costo de gas total para el campo Sacha es de $1'013499,47 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$

Requerimiento total de gas residual:

Tabla 7.2 Requerimiento total de gas residual

Estación Norte 1	41027,05 PC/H
Estación Central	82054,1 PC/H
TOTAL (HORA)	123081,15 PC/H
TOTAL (DÍA)	2'953947,6 PC/DÍA

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

7.4 COMPARACIÓN ECONÓMICA DE COMBUSTIBLE UTILIZADO Y GAS A REMPLAZAR

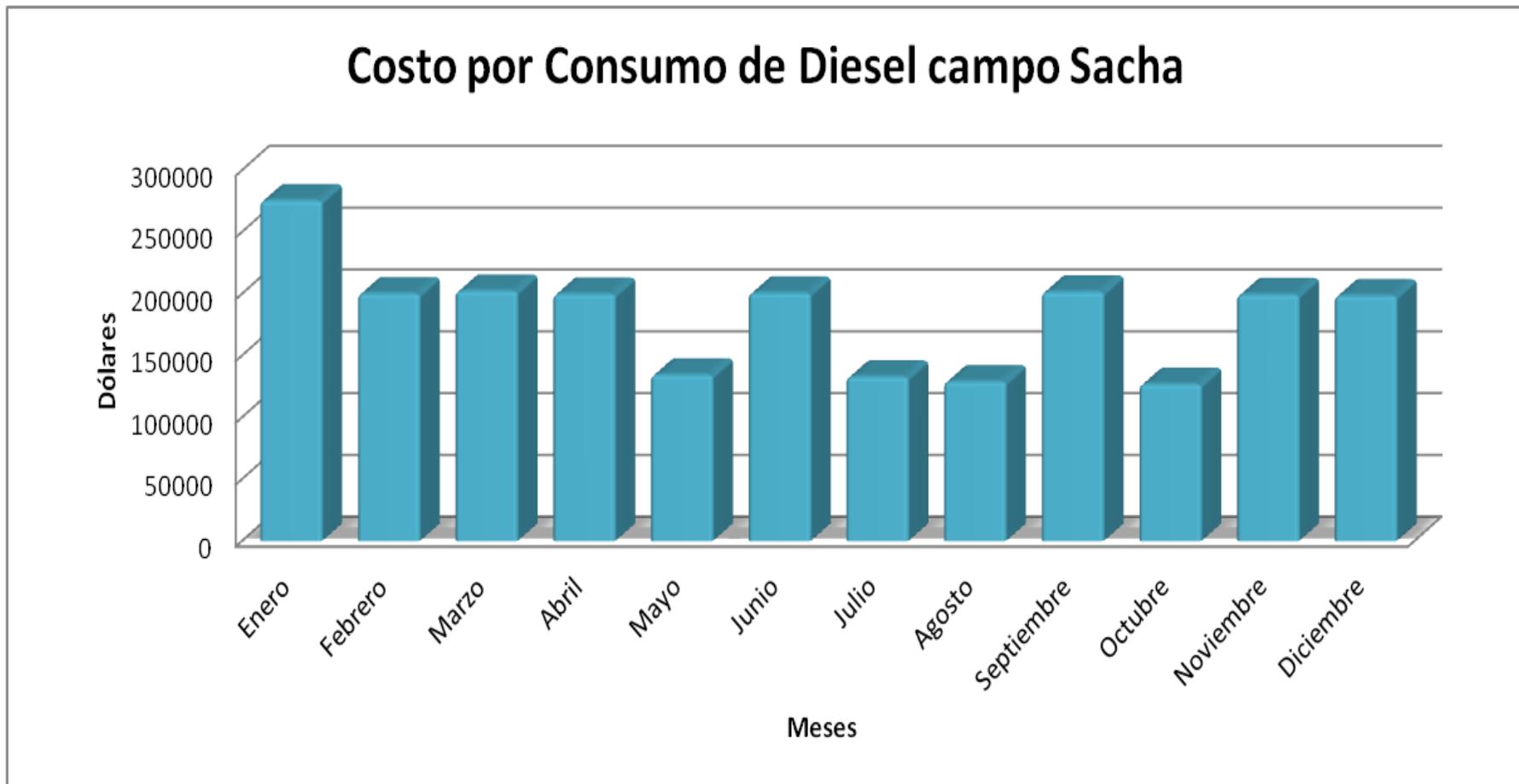
Tabla 7.3 Costo por Consumo de Diesel, año 2011

MES	COSTO POR CONSUMO DE DIESEL (\$)
ENERO	275615,4
FEBRERO	200317,5
MARZO	202451,4
ABRIL	199941,9
MAYO	134558,7
JUNIO	200813,4
JULIO	132924,3
AGOSTO	129120,6
SEPTIEMBRE	201684,3
OCTUBRE	126996,3
NOVIEMBRE	199538,4
DICIEMBRE	198603,9
TOTAL	2'202566,1

Fuente: Petroproducción, mayo 2012

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos

Gráfico 7.1 Costo por Consumo Diesel, año 2011



Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos

El costo que se genera al utilizar el gas de las estaciones del campo Sacha son descritos en la tabla 7.4

Tabla 7.4 Costo por utilizar gas

Estación Norte 1	337833,16 $\frac{USD}{año}$
Estación Central	675666,32 $\frac{USD}{año}$
TOTAL	1'013499,47 $\frac{USD}{año}$

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

Rio Napo CEM compra el diesel para generación eléctrica a un precio de 0,8283 USD por galón; este precio está estipulado en el Registro Oficial del 2 de Agosto de 2005.

Por lo tanto al utilizar el gas como combustible para la generación eléctrica se tiene un ahorro significativo del 53,9%, incluyendo los costos de mantenimiento.

7.5 CÁLCULO DEL VAN Y TIR

Una evaluación económica ejecutada mientras el proyecto se encuentra en la etapa preliminar, provee la justificación inicial para el diseño detallado del proyecto. Hacer una buena decisión de negocios requiere normas para medir el valor de inversiones propuestas y oportunidades financieras.

Cada compañía tiene su propio criterio y métodos económicos con valores mínimos requeridos para fijar una estrategia de rentabilidad del negocio.

Los métodos más importantes que toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo son:

- El método de Valor Actual Neto (VAN).
- El método de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

7.5.1 VAN

Se entiende por VAN a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos que la misma ocasiona. Al ser un método que tiene en cuenta el valor de dinero en el tiempo, los ingresos futuros esperados, como también los egresos, deben ser actualizados a la fecha del inicio del proyecto. La tasa de actualización que se usa en el consorcio para el análisis de proyectos es del 12%.

El criterio del valor actual dice: “si el valor actual neto de una inversión es positiva, la inversión debe realizarse y rechazarse si es negativa”.

Cuando una empresa aprueba un proyecto con un VAN positivo, la riqueza de su valor o su valor aumenta precisamente en el valor del VAN.

7.5.2 TIR

Es la tasa de actualización que iguala el flujo de fondos con la inversión inicial. En otras palabras, la TIR es la tasa de actualización por la cual el VAN es igual a cero, lo cual indicaría el nivel mínimo de rentabilidad. El TIR ayuda a medir en términos relativos la rentabilidad de una inversión.

Condiciones para la aprobación de un proyecto:

- $TIR >$ Tasa de actualización del consorcio; el proyecto es factible.
- $TIR <$ Tasa de actualización del consorcio; el proyecto no es factible.

Dentro del costo de mantenimiento de los equipos se tiene un incremento anual del 5% establecido por la empresa ARCOLANDS de acuerdo al análisis de anteriores mantenimientos de diferentes años, conforme a la experiencia en el departamento de compras; además de los valores proporcionados por los proveedores. Pero este incremento es relativo ya que va a estar ligado a la inflación y al precio internacional del crudo.

Ver Anexo E-1 y E-2

El impuesto por utilización de gas se detalla a continuación:

Autorización anual de utilización de gas natural que se obtenga en la explotación de yacimientos petrolíferos para su uso en operaciones de explotación y transporte en volumen mayor a 3 MMPCD.

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos

CAPITULO VIII

SEGURIDAD INDUSTRIAL E IMPACTO AMBIENTAL ORIGINADO POR GAS

8.1 NORMAS DE SEGURIDAD y PLAN DE CONTINGENCIA

Las instalaciones para captación de gas, así como toda las operaciones de la industria Hidrocarburíferas están regidas por las normas y reglamentos de seguridad y protección industrial establecidas por Rio Napo CEM.

A continuación se detalla algunas reglas que deberán regir para los proyectos donde se maneje instalaciones de gas.

- No se permitirá fumar en ninguna unidad operativa de la estación.
- En sitios en los cuales la gran concentración de gas o vapor de petróleo, pudiere presentar peligros de explosión o fuego, deberán usarse herramientas no chispeantes.
- Todos los trabajadores deberán usar casco, botas de seguridad, uniformes y respiradores anti gas.
- En todo trabajo que se realice a una altura superior de tres metros, sea que se utilicen o no andamios, deberá usarse obligatoriamente cinturón de seguridad, e igualmente casco protector.
- Las herramientas eléctricas deberán ser mantenidas en perfecto estado y preferiblemente serán del tipo de doble aislamiento. Todo

enchufe o alambre eléctrico, así mismo deberá estar en perfectas condiciones.

- Se deberán seguir las instrucciones para permisos “trabajo en frio” y “trabajo en caliente”, de acuerdo al Manual de Seguridad Industrial para Contratista.
- Cada vehículo de la estación deberá estar dotado de un extinguidor contra incendios, de tipo y capacidad adecuada según la Ley de Defensa contra Incendios.
- Los supervisores deberán tener conocimiento básico de primeros auxilios y deberán contar con un botiquín equipado para este fin. Todo accidente, aun el más leve deberá ser reportado al fiscalizador de la estación.
- Queda prohibido utilizar para el transporte del personal, volquetes, tractores o vehículos de carga.
- Se acataran las normas de transito visibles dentro de la estación así como las dictadas para cada lugar.
- La Contratista, sus trabajadores o sus subcontratistas no podrán circular en áreas que no correspondan al espacio físico, en donde realizan sus trabajos.
- En lo que no contemplen estas reglas, regirá el Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente del IESS, Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador, Ley de Transito y Transporte Terrestre y de mas Leyes de la República del Ecuador.

- Todos los trabajadores, deberán contar con equipo de protección personal (especialmente protectores de oídos).
- Implementar medidas de seguridad para contingencias en especial contra incendios.
- Dar charlas a los operadores del nuevo funcionamiento del sistema y equipos para evitar complicaciones durante el funcionamiento de los nuevos equipos.

8.2 NORMAS AMBIENTALES

La gestión ambiental en el Sector Hidrocarburífero ha mejorado sustancialmente durante los últimos 10 años, dentro de un marco legal que se desarrollo a través de varios instrumentos como el Acuerdo Ministerial No. 621 de 1992 y el Decreto Ejecutivo No. 2982 de 1995,este último, el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, significo un avance importante a pesar de tener algunas deficiencias, que con el tiempo han tratado de irse superando.

Actualmente Rio Napo CEM, para todo tipo de operaciones Hidrocarburíferas se basan principalmente en el Decreto No. 1215,publicado en el Registro Oficial No.265 de Febrero del 2001, así como también se esta actualizando estas normas de acuerdo a la ISO-14001, norma que rige a nivel internacional; entre otras normas que controlan las emisiones de los gases a la atmosfera tenemos las siguientes:

- Norma Rio Napo CEM
- Art. 30, y 66 del Decreto 1215

8.2.1 NORMA RIO NAPO

Para el caso de las operaciones, manejo e industrialización del gas natural, Rio Napo CEM se respalda a más del decreto 1215, ,cuyo

objetivo principal es regular las emisiones de gases, partículas y polvos alrededor y dentro de las plantas industriales del sistema Rio Napo CEM, esto basado en ciertas disposiciones tales como:

8.2.1.1 DISPOSICIONES GENERALES

- El análisis de todos los contaminantes que se enuncian posteriormente se realizaran de acuerdo a procedimientos normalizados similares.
- Las sustancias químicas comprenden efluentes gaseosos y posibles contaminantes atmosféricos que se manejan en las plantas industriales, tales como amoniaco, benceno, cloro, dióxido de azufre entre otros, teniendo límites permisibles de concentración para ser emanados a la atmosfera.

8.2.1.2 DISPOSICIONES ESPECÍFICAS

- El control de contaminantes gaseosos se deberá realizar diariamente o de acuerdo a las necesidades y situaciones de emergencia que se presentan.
- Los valores limites de contaminación que se manejan en las plantas industriales, se establecen por ocho horas diarias de trabajo.
- Cuando la concentración de las sustancias contaminantes superen los límites indicados dentro de las áreas industriales se deberá utilizar protección respiratoria adecuada.

8.2.2 Art. 30 del Decreto 1215

Se deberá considerar el Art. 30 del Decreto 1215 que se refiere al “Manejo y Tratamiento de Emisiones a la Atmosfera” el mismo que contiene lo siguiente:

8.2.2.1 Emisiones a la Atmosfera

Los sujetos de control deberán controlar y monitorear las emisiones a la atmosfera que se emiten desde sistemas de combustión en hornos, calderos, generadores y mecheros, en función de la frecuencia, los parámetros y valores máximos referenciales establecidos en la tabla No 8.1. Los reportes del monitoreo ambiental interno se presentaran en la Dirección Nacional de Protección Ambiental.

a) Valores máximos referenciales para emisiones a la atmosfera

Estos valores representan un marco referencial para la fijación posterior de límites permisibles, por lo tanto se deberán considerar valores recomendados.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir lo siguiente:

- ❖ Semanalmente en refinerías (emisión total de la instalación)

- ❖ Mínimo trimestralmente en mecheros, calderos, generadores y otras fuentes de emisión, excepto aquellos referidos en el siguiente punto

- ❖ Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos.

- ❖ Los puntos de muestreo se ubicaran en el punto de emisión. Se realizarán por lo menos dos lecturas a un intervalo de dos horas para la determinación de cada parámetro, adicionalmente a los parámetros especificados en la tabla No 8.1. Se reportaras los valores de oxígeno (porcentaje de O₂) y temperatura para cada emisión.

Tabla 8.1 Parámetros y valores máximos referenciales

PARAMETRO	EXPRESADO EN	UNIDAD	VALOR MAXIMO REFERENCIAL
Material Particulado	MP	mg/m ³	100
Óxidos de Azufre	SO ₂	mg/m ³	1000
Óxidos de Nitrógeno	NO ₂	mg/m ³	460
Óxidos de Carbono	CO	mg/m ³	180
Compuestos Orgánicos Volátiles	C	mg/m ³	35
Hidrocarburos Aromáticos Policiclicos	C	mg/m ³	0.01

Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos.

b) Fuentes fijas de Combustión

Los equipos considerados fuentes fijas de combustión en las operaciones Hidrocarburíferas serán operados de tal manera que se controlen y minimicen las emisiones, las cuales se deberán monitorear en función de las frecuencias, parámetros y valores establecidos en la tabla No 8.1.

8.2.3 Art. 66 del Decreto 1215

En lo que se refiere a las emisiones a la atmosfera, además del Art. 30 se consultara el Art. 66 del Decreto 1215, que trata del “Manejo y Tratamiento de Descargas, Emisiones y Desechos”, el cual especifica que toda instalación de industrialización deberá disponer de sistemas cerrados de tratamiento de efluentes, control de emisiones atmosféricas y desechos sólidos resultantes de los diferentes proceso, se dará prioridad el uso de tecnología limpias. Además se observaran las siguientes disposiciones:

- **Manejo de emisiones a la atmósfera**, dentro de esto se incluye lo siguiente:

El gas que se produce durante el tratamiento del crudo y fabricación de sus derivados deberá ser adecuadamente manejado en la propia planta a efectos de optimizar su uso racional en las necesidades energéticas de la misma. El remanente deberá ser quemado previa autorización y de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, en condiciones técnicas que aseguren que las emisiones a la atmosfera producidas en la combustión cumplen con lo establecido en la tabla No 8.1

Toda planta para el tratamiento de crudo y producción de sus derivados deberá contar con sistemas adecuados para el tratamiento de gases ácidos compuestos de azufre que garanticen la transformación y/o disminución de los compuestos nocivos de azufre antes de que el gas pase a ser quemado.

8.3 IMPACTO AMBIENTAL ORIGINADO POR GAS

8.3.1 IDENTIFICACIÓN DE FUENTES FIJAS DE EMISIÓN DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS

Las fuentes fijas monitoreadas se inscriben en las siguientes categorías: Tea y Generadores Eléctricos.

8.3.1.1 MECHERO O ANTORCHA

Es el dispositivo que permite realizar la reacción de combustión entre el combustible y el comburente, de manera más controlable y regulable, asegurando la aportación adecuada de ambos para conseguir la potencia calorífica específica, distribuyendo la zona de reacción (llama) y la circulación de productos de combustión para que se transfiera la carga del modo mas eficiente posible todo el calor producido.

a) Reacción de combustión

Los principales componentes del gas son los alcanos cuya fórmula general es: C_nH_m o C_nH_{2n+2} , en donde los subíndices m y $2n+2$ expresan lo mismo, entonces la reacción de combustión de un hidrocarburo típico de formula descrita se escribiría: $C_nH_m + O_2 \rightarrow nCO_2 + m/2 H_2O$

Como todos los compuestos orgánicos contienen carbono e hidrogeno y requieren de la presencia de aire para la combustión el CO_2 y H_2O son productos de la combustión de los mismos.

8.3.1.2 GENERADORES ELÉCTRICOS A GAS

a) Emanaciones y gases de combustión

Los generadores deberán estar calibrados para realizar una combustión con una relación de aire/combustible óptima, con una emanación de gases cuyo contenido cumpla lo establecido en el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador y demás leyes ambientales vigentes en el Ecuador.

b) Calor

La sala de maquinas de generadores eléctricos con gas deberán contar con la adecuada ventilación que impida la concentración de calor.

Además, se cuenta con un sistema de enfriamiento para cada generador, este sistema funciona con agua destilada la que es repuesta cada vez que sea necesario. Los ductos de escape deberán contar con recubrimiento aislante térmico.

8.4 MONITOREO DE PARÁMETROS DE EMISIONES DE GASES

El monitoreo de emisiones provenientes de fuentes fijas se basa en la reglamentación y técnica utilizada por la EPA (Agencia de Protección Medioambiental), los equipos usados para las mediciones son de tipo activo (medidores de gases de combustión y material particulado). Los parámetros determinados en el sitio fueron:

Monóxido de carbono (CO)

Dióxido de azufre (SO₂)

Óxidos de nitrógenos (NO_x)

Temperatura de gases (T)

Oxigeno (O₂)

Dióxido de carbono (CO₂)

Material particulado menor a 10 micrones (PM)

Velocidad lineal de gases (v)

Eficiencia y exceso de aire

Los parámetros que son considerados peligrosos por su clasificación de Contaminantes peligrosos para el Aire son el monóxido de carbono, el dióxido de carbón, y los óxidos de nitrógeno (expresado como dióxido de nitrógeno). El dióxido de carbono no tiene valores límites de misión, pero las políticas de control de contaminación buscan su reducción como parte de los programas de control del efecto invernadero. Los materiales particulados se controlan en función de los monitoreos de calidad de aire ambiental.

8.4.1 EMISION DE TEA

Para medir los parámetros de emisión de tea se realizó un monitoreo en los alrededores de las mismas buscando identificar los gases de combustión procedentes de estos equipos

8.5 MONITOREO DE NIVEL DEL RUIDO EN GENERACIÓN

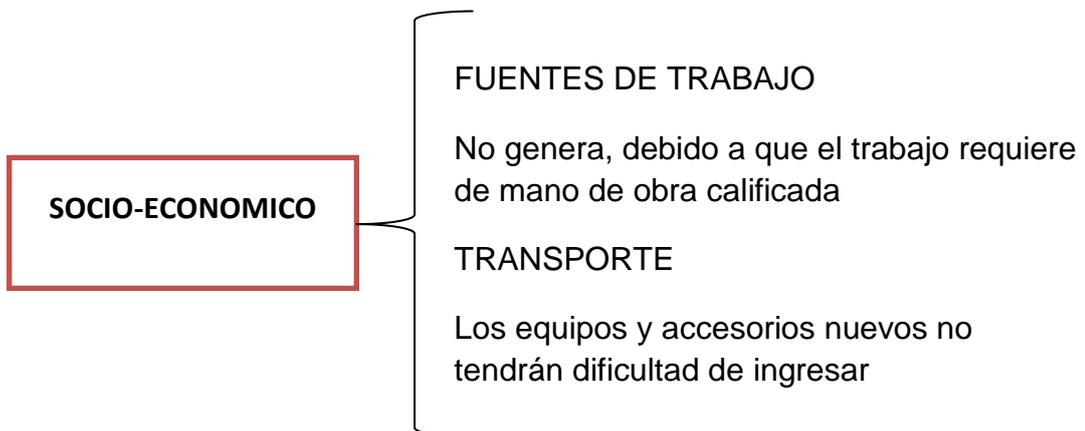
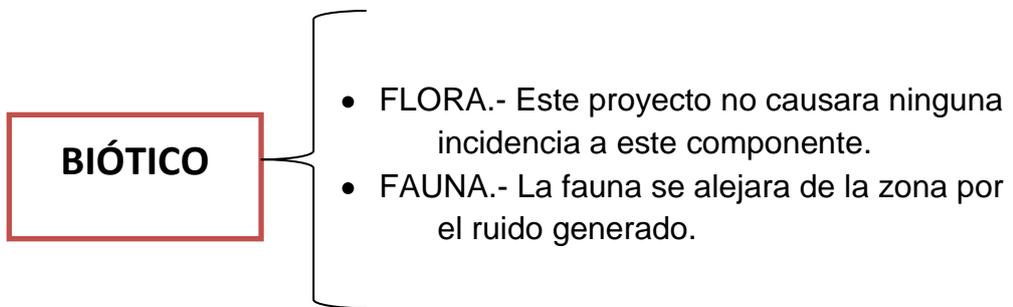
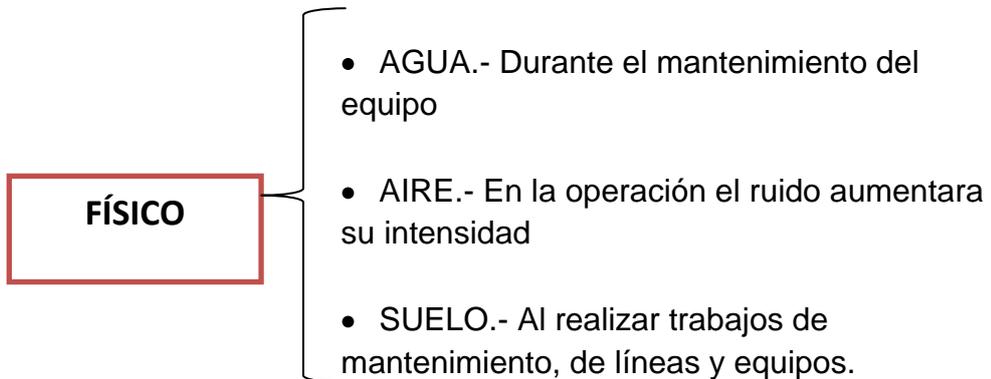
Se colocaran letreros indicando la necesidad del uso de protección auditiva y se establecerán los tiempos máximos de permanencia continua al interior de la sala de maquinas.

Los equipos de protección auditiva y protecciones deberán cumplir lo establecido en la norma 2018 de las Normas de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (SSMA).

8.6 IMPACTOS OCASIONALES

Los impactos que ocasiona la actividad humana, en un proyecto de desarrollo, provoca la introducción directa o indirecta de energía y/o materia al sistema considerado en cantidad y/o intensidad mayores a sus niveles naturales y usualmente con efectos indeseables sobre el mismo.

Estos impactos ocasionan su efecto al medio ambiente o entorno que constituye la totalidad de los factores como a continuación se indica:



CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1 CONCLUSIONES

- El Campo Sacha cuenta con una reserva de petróleo remanente de 411.7 MM BN y una reserva de gas de 67850,8 MM PCS, datos proporcionados hasta diciembre del 2011. Se debe destacar que la mayor cantidad de reservas de petróleo del campo Sacha se encuentran concentradas en la arena Hollín seguido por U, T, Basal Tena; cuyas relaciones gas-petróleo son: 80, 270, 436 y 200 PCS/BN, respectivamente.
- A pesar que la formación Hollín es una de las formaciones con mayores reservas de petróleo del campo, no tiene un aporte significativo a la producción de gas debido a su baja relación gas-petróleo.
- El bajo contenido de CO₂, N₂, compuestos pesados y el alto contenido de compuestos livianos, especialmente metano con 53,54% en porcentaje molar y un poder calorífico neto de 804,48 (BTU/SCF); mostrados en la cromatografía de gas residual, permiten concluir que el gas residual destinado para generación eléctrica del campo Sacha es de buena calidad debido a que tiene un alto poder calorífico y, de acuerdo a las condiciones operativas requeridas por los motores a implementarse; se ha determinado que el gas residual se encuentra dentro de los parámetros requeridos para el funcionamiento de los mismos.

- La producción actual de gas del campo Sacha es 7.464,7 PCS/DÍA, datos proporcionados hasta diciembre del 2011, este volumen es captado por el Complejo Industrial Shushufindi; el cual debe retornar el 60% del volumen producido en gas residual, porcentaje convenido con el Complejo Industrial Shushufindi; se requiere aproximadamente 3 MM SCF/D de gas para satisfacer las necesidades de energía en el campo por lo tanto el Complejo Industrial Shushufindi proveerá 4478,82 PCS/DÍA, que es la cantidad suficiente para la generación de energía eléctrica.
- Al generar energía eléctrica con gas residual como combustible, se obtendrá un gran beneficio y ahorro económico del 53,9% en comparación con el consumo de diesel en generación eléctrica, ya que se lo obtiene con un costo mínimo producción de 0,00094 USD comparado con precio de adquisición del diesel que es de 0,820284 USD, este precio genera un costo elevado para las empresas productoras. Sin embargo, al instalar los equipos de generación eléctrica a gas que se propone en este proyecto, existiría un costo de 60000\$ (ARKOLANDS) por mantenimiento cada semestre que aún sigue siendo menor con respecto a los costos actuales empleando diesel como combustible.
- Luego de realizar el análisis respectivo de las reservas remanentes del campo, se puede asegurar la ejecución del proyecto con tiempo suficiente para recuperar la inversión en 14,5 meses y generar importantes ganancias. Para el Campo Sacha, las reservas remanentes existentes dan al proyecto un tiempo de vida útil de 10 años; esto tomando en cuenta solo las reservas probadas.

- Los equipos están diseñados para una mayor producción de gas, ya que al momento RIO NAPO CEM tiene proyectado aumentar su producción de petróleo; es decir, que con seguridad existirá una mayor producción de gas.
- Con la optimización del gas en el Campo Sacha se eliminará en gran porcentaje la quema de gas en los mecheros, para de esta manera disminuir la contaminación ambiental. Además, el uso de gas que es un combustible mucho más limpio al generarse menores cantidades de CO₂ y de óxidos de nitrógeno (NO_x); que son los principales elementos que causan los mayores impactos ambientales.

9.2 RECOMENDACIONES

- Si se requiere de mayor generación de energía eléctrica, las unidades a instalarse deberán ser de la misma marca o compatibles a los ya instalados en las Estaciones. De esta manera se unificarán las partes de los repuestos que están en stock y además se simplifica el mantenimiento y los costos.
- Es necesario medir diariamente el volumen de gas que se produce en las Estaciones con ayuda de los medidores de porta orificio, además hacer chequeos mensuales de los medidores multifásicos para que de esta manera se regule el abastecimiento de gas por parte del Complejo Industrial Shushufindi al campo Sacha para la generación de energía eléctrica; ya que siempre se requiere tener suficiente combustible para el funcionamiento de los equipos.
- Se debe capacitar al personal en el proceso de medición de gas; y es recomendable que la medición de gas este a cargo de Ingeniería de Petróleos, con el propósito de obtener datos confiables de los volúmenes de gas que se produce en cada una de las estaciones del campo Sacha.
- Es necesario realizar trabajos de mantenimiento semestralmente en los equipos de generación, como recomendación de la empresa ARKOLANDS DRESSER WAUKESHA, con el propósito de evitar problemas operacionales.
- Realizar análisis cromatográficos semanalmente para el gas residual destinado a la generación de energía eléctrica; de esta forma se puede controlar que las características del gas sean las óptimas para el funcionamiento de los equipos, evitar componentes nocivos y así garantizar el buen funcionamiento de los mismos.

- Es muy importante cumplir con los reglamentos ambientales establecidos en la ley, y se recomienda cumplir con las Normas del GRUPO DEL BANCO MUNDIAL (Normas de Aplicación Voluntaria para la Reducción Mundial de la Quema de Gas) estas normas tienden específicamente a: eliminar las fuentes habituales de la quema de gas asociado, que pueda retenerse y conservarse. No hay un valor “oficial” sobre el precio de una tonelada de CO₂ reducida o no emitida. Aunque algunas agencias multilaterales han establecido ciertos precios para los proyectos de reducción de emisiones financiados por ellas mismas (por ejemplo, hasta 2005, el Banco Mundial emplea un precio de \$5 dólares por tonelada de CO₂ equivalente no emitida), el precio de la tonelada está sujeto a oferta y demanda de bonos de carbono en el mercado; de esta forma RIO NAPO CEM se beneficiará al no emitir contaminantes por la quema de gas a la atmósfera.

MATERIALES DE REFERENCIA

- BEGGS H, Gas Production Operation (OGCI Publications, Tulsa – Oklahoma,1984).
- Bernal C. (2006). Metodología de la Investigación (2da Ed.). México D.F., México: Pearson Prentice Hall.
- CAMPBELL JOHN, Gas Conditioning and Processing (Volume 1, Campbell Petroleum Series, Seventh Edition, USA, July 1992).
- CRAFF y HAWKINS, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Editorial Tecnos, Tercera Edición, 1985.
- CROMATOGRAFÍA DE GASES, Harold McNair-Washington, D.C. 1981
- FRICK Thomas C., Taylor William, PetroleumProductionHandbook Vol. 1, Ministerio de Energía y Minas, Departamento de Exploración.
- PETROSUCESOS, Órgano Informativo de Petroecuador y sus Filiales, Agosto 2001.
- PICERNO, Pablo (2000). EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, FIGEMPA.
- REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS, Acuerdo Ministerial No. 389, publicado en el Registro Oficial No. 671 de 26 de septiembre de 2002, Ecuador.

- <http://rionapocem.com.ec/la-empresa.html>, Empresa de economía mixta Rio Napo. Consultado 2012-05-10.
- http://www.bnamericas.com/news/petroleoygas/Resumen:_Rio_Napo,_Petropar_y_Proyecto_de_industrializacion_de_gas.RioNapo proyecto de industrialización. Consultado 2012-05-10.
- <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1855/1/CD-2422.pdf>. Biblioteca Escuela Politécnica Nacional. Consultado 2012-05-20.
- <http://www.petrocomercial.com/wps/portal/unlprecios>.
- <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/156/1/T-UTE-121.PDF>. PETROECUADOR. Consultado 2012-05-20.

ANEXOS

ANEXO A

ANEXO B

ANEXO C-1

Proforma Empresa SIEMENS

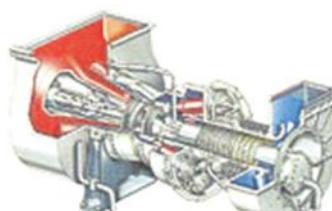
Turbinas de gas industriales

Gama completa de productos Siemens de 4 a 47 megavatios



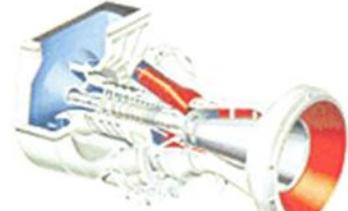
SGT-100

Generación de energía	5,4 MW(e)
• Combustible:	gas natural*
• Frecuencia:	50/60Hz
• Eficiencia eléctrica:	31%
• Consumo específico:	11.613 kJ/kWh (11.008 Btu/kWh)
• Velocidad de la turbina:	17.384 rpm
• Relación de compresión:	15,6:1
• Caudal de gases de escape:	20,6 kg/s (45,4 lb/s)
• Temperatura gases escape:	531 °C (988 °F)
• Emisiones de NO _x (con DLE, corregidas al 15% de O ₂ seco):	≤ 15 ppmV



SGT-200

Generación de energía	6,75 MW(e)
• Combustible:	gas natural*
• Frecuencia:	50/60Hz
• Eficiencia eléctrica:	31,5%
• Consumo específico:	11.418 kJ/kWh (10.823 Btu/kWh)
• Velocidad de la turbina:	11.053 rpm
• Relación de compresión:	12,2:1
• Caudal de gases de escape:	29,3 kg/s (64,5 lb/s)
• Temperatura gases escape:	466 °C (871 °F)
• Emisiones de NO _x (con DLE, corregidas al 15% de O ₂ seco):	≤ 25 ppmV



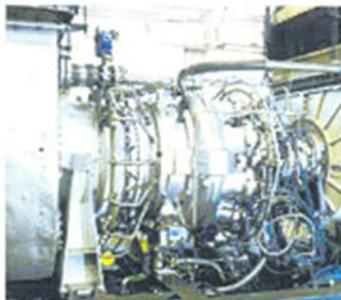
SGT-300

Generación de energía	7,90 MW(e)
• Combustible:	gas natural*
• Frecuencia:	50/60Hz
• Eficiencia eléctrica:	30,6%
• Consumo específico:	11.773 kJ/kWh (11.158 Btu/kWh)
• Velocidad de la turbina:	14.010 rpm
• Relación de compresión:	13,7:1
• Caudal de gases de escape:	30,2 kg/s (66,6 lb/s)
• Temperatura gases escape:	542 °C (1008 °F)
• Emisiones de NO _x (con DLE, corregidas al 15% de O ₂ seco):	≤ 15 ppmV

Tracción mecánica	5,7 MW (7.640 bhp)
• Combustible:	gas natural*
• Eficiencia:	32,9%
• Consumo específico:	10.948 kJ/kWh (7.738 Btu/bhp)
• Velocidad de la turbina:	13.000 rpm
• Relación de compresión:	14,9:1
• Caudal de gases de escape:	19,7 kg/s (43,4 lb/s)
• Temperatura gases escape:	543 °C (1.009 °F)
• Emisiones de NO _x (con DLE, corregidas al 15% de O ₂ seco):	≤ 25 ppmV

Tracción mecánica	7,68 MW (10.300 bhp)
• Combustible:	gas natural*
• Eficiencia:	33%
• Consumo específico:	10.906 kJ/kWh (7.708 Btu/bhp)
• Velocidad de la turbina:	10.950 rpm
• Relación de compresión:	12,3:1
• Caudal de gases de escape:	29,5 kg/s (65,0 lb/s)
• Temperatura gases escape:	489 °C (912 °F)
• Emisiones de NO _x (con DLE, corregidas al 15% de O ₂ seco):	≤ 25 ppmV

Tracción mecánica	8,2 MW (11.000bhp)
• Combustible:	gas natural*
• Eficiencia:	34,6%
• Consumo específico:	10.400 kJ/kWh (7.350 Btu/bhp)
• Velocidad de la turbina:	11.500 rpm
• Relación de compresión:	13,3:1
• Caudal de gases de escape:	29,0 kg/s (63,9 lb/s)
• Temperatura gases escape:	498 °C (928 °F)
• Emisiones de NO _x (con DLE, corregidas al 15% de O ₂ seco):	≤ 15 ppmV



Anexo C-2

Proforma Empresa ARCOLANDS

Waukesha
40% cfr

275GL Series

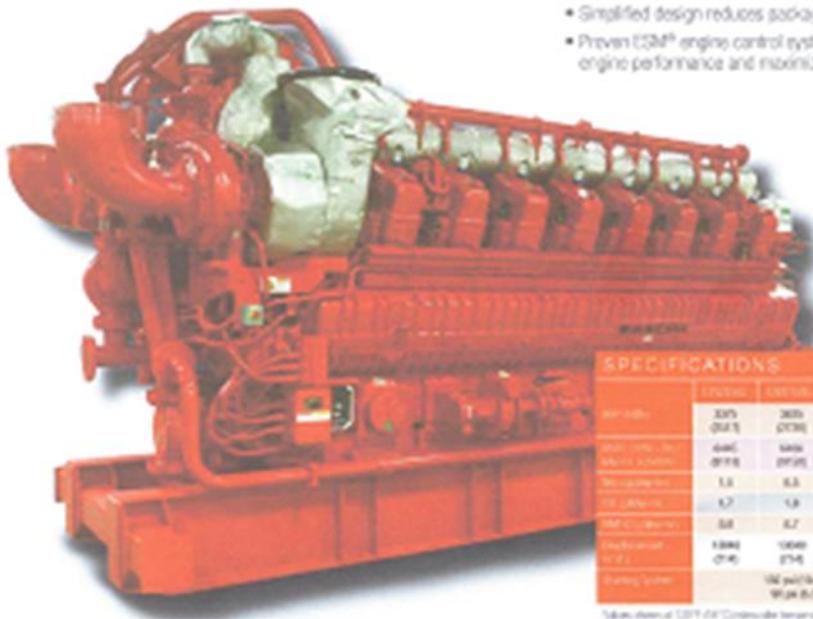
275GL+ Models Provide Class-Leading Power & Emissions

- 4325 bhp - 16V775GL+
3625 bhp - 12V75GL+
- 0.5 g/bhp-hr NOx
1.8 g/bhp-hr CO
0.7 g/bhp-hr NMHC

Now There's a Better Choice

Deere Waukesha adds the 12V and 16V775GL+ to its 275GL series of high-horsepower engines for the gas compression market.

- 275GL+ meets 2010 EPA SI MSFS regulations for NOx, CO, and VOC without aftertreatment
- Advantages in fuel flexibility and efficiency
- Superior altitude capability without derate
- Simplified design reduces packaging cost and time
- Prevan ECM[®] engine control system optimizes engine performance and maximizes uptime



	12V75GL	12V75GL+	16V775GL	16V775GL+
Net Power (kW)	3205 (4325)	2655 (3625)	4100 (5450)	4650 (6150)
Net Power (hp)	4325 (5450)	3625 (4775)	5450 (7275)	6150 (8175)
Maximum Torque (kNm)	1.8	2.3	2.8	3.3
Altitude Capability (%)	8.7	1.8	1.8	1.8
Altitude Capability (m)	58	8.7	30	8.7
Maximum Fuel Flow (kg/h)	1880	1660	2100	2380
Maximum Fuel Flow (gph)	274	274	295	342
Control System	Prevan ECM (standard) or ECM (optional)			

Values shown at 1200 RPM. Continuous temperature at 1000 rpm and sea level conditions unless otherwise specified.
Fuel consumption based on 800 RPM with 1000 RPM at 1200 RPM.
Values subject to change.

PERFORMANCE DATA: 16V275GL+ Gas Engine[®] Generating System

Intercooler Water Temperature 133 F (54 C)		1000 RPM 50 Hz 0.5 gpm NOx	900 RPM 60 Hz 0.5 gpm NOx
MWe Rating		2400	2110
BEP (LHV) (kWh/kWh) (kWh/kWh)		640 (815)	634 (827)
Fuel Consumption - Btu/hr x 1000 (kW)		21203 (8154)	21343 (8033)
Emissions	NOx g/kWh-hr (mg/kWh ³ @ 5% O ₂)	0.5 (23)	0.5 (24)
	CO g/kWh-hr (mg/kWh ³ @ 5% O ₂)	1.8 (84)	1.7 (81)
	MMHC g/kWh-hr (mg/kWh ³ @ 5% O ₂)	0.7 (32)	0.7 (32)
	THC g/kWh-hr (mg/kWh ³ @ 5% O ₂)	6.8 (250)	6.5 (230)
Heat Rejection	Heat Rejection to Jacket Water Btu/hr*1000 (kW)	2913 (854)	2708 (793)
	Heat to Lube Oil Btu/hr*1000 (kW)	1059 (310)	987 (283)
	Heat Rejection to Intercooler Btu/hr*1000 (kW)	2080 (607)	2055 (593)
	Total Heat to Auxiliary Btu/hr*1000 (kW)	4047 (1182)	3752 (1087)
Inletted Exhaust System	Induction Air Flow SCFM (Nm ³ /hr)	13102 (20104)	12233 (18664)
	Exhaust Gas Flow Rate Btu/hr (kg/hr)	57240 (2623)	52080 (24482)
	Exhaust Stack Temperature °F (°C)	810 (432)	726 (380)

Typical heat data is shown, however no guarantee is expressed or implied. Consult your Dresser Waukesha Application Engineering Department for system application assistance.

All natural gas engine ratings are based on a fuel of 900 Btu/lb (25.3 MJ/kg) SLHV, with a 91 WBE. For conditions or fuels other than standard, consult the Dresser Waukesha Application Engineering Department.

Data based on standard conditions of 77°F (25°C) ambient temperature, 29.53 inches Hg (1013.25 hPa) barometric pressure, 30% relative humidity (3.3 inches H₂O / 1 kPa water vapor pressure).

Performance ratings are based on ISO 3046/1-1995 with mechanical efficiency of 90% and T_{amb} limited to +11°F.

Fuel consumption based on ISO 3046/1-1995 with a tolerance of +5% for commercial quality natural gas having a 900 Btu/lb (25.3 MJ/kg) SLHV.

Heat rejected to auxiliary circuit is sum of heat rejected to intercooler and lube oil.

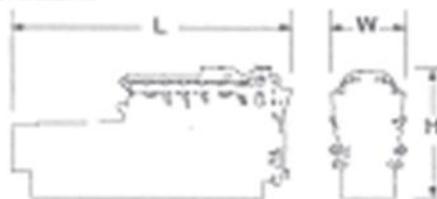
WBE ratings shown at 8.5 ft with 4.3 kW generator (50 Hz) and 13.8 kW generator (60 Hz).

Rating Standard: Ratings are based on ISO 3046/1-1995 with an engine mechanical efficiency of 90% and auxiliary water temperature T_{amb} as specified limited to +5°C (+10°F). Ratings also valid for SAE J1348, DIN 627, BS 5514 and API 17D-11C standard atmospheric conditions.

ISO Standard Power/Continuous Power Rating: The highest load and speed which can be applied 24 hours per day, seven days per week, 365 days per year except for normal maintenance.

No overload available.

Consult your local Waukesha representative for system application assistance. The manufacturer reserves the right to change or modify without notice, the design or equipment specifications as herein set forth without incurring any obligation either with respect to equipment previously sold or in the process of construction except where otherwise specifically guaranteed by the manufacturer.



L in (mm)	W in (mm)	H in (mm)	Aug. Wt. lb (kg)
365 (9284)	141 (3581)	143 (3594)	115327 (52400)

Dresser, Inc.
Dresser Waukesha
 1321 West St. Paul Avenue
 Waukesha, WI 53185-4000
 T. 262 547 3371
 F. 262 549 2795

DRESSER Waukesha

Bulletin P117 0810

© 2010 Dresser, Inc. All rights reserved. Waukesha, 262, 2752, and 25M are trademarks.
 Registered trademarks of Dresser, Inc., Dresser Waukesha

www.dresser.com/waukesha



Waukesha

16V275GL+

275GL™ Series Gas Engine® Generating System

3480 kW @ 50 Hz (1000 rpm)

3110 kW @ 60 Hz (900 rpm)

Specifications

Cylinders V16
Engine Displacement 17295 cu. in. (285 L)
Bore & Stroke 10.63" x 11.61" (275 x 300 mm)
Compression Ratio 9.1
Jacket Water System Capacity 100 gal. (380 L)
Lube Oil Capacity 275 gal. (1040 L)
Starting System 150 psi (10.3 bar)
Dry Weight 115,522 lb. (52,400 kg)

+ 0.5 gm NOx / 1.8 gm CO / 0.7 gm NMHC Capability
 Meets 2010 U.S. EPA Spark Ignited New Source Performance Standard (SI NSPS) for NOx, CO and NMHC without emission aftertreatment



Standard Equipment

AIR INLET AND EXHAUST SYSTEMS

Air Cleaner - Two dry panel type with mechanical gauges to monitor incoming air pressure.
Air Inlet Connection - Two 14.17" (360mm) outside diameter horizontal air elbows.
Exhaust Manifold - Dry with protective insulation.
Exhaust Outlet - Two 18.71" (475.2 mm) horizontal outlet flanges.

STARTING DEVICE

Block - Engine and generator are mounted and aligned on a structural steel frame structure designed for mounting on an isolated concrete pad and suitable for lifting. Base must be fully grouted in place according to manufacturer's recommendations.

CANOPY

Canopy - Consists of individual segments, one per cylinder, fabricated by steel plate.
CONNECTING RODS - One alloy forged, fully machined.
CONTROL SYSTEM - Waukesha Engine System Manager (ESM) integrates spark timing control, speed governing, overcurrent detection, 150 control air fuel valve control, turbocharger wastegate control, turbocharger compressor bypass control, start-stop control, diagnostic tools, fuel logging and engine safety. Engine Control Unit (ECU) is central brain of the control system and main customer interface. Interface with ECU is through 25-foot (7.6 m) harness to local panel. Through MODBUS RTU slave connection RS-485 networking hardware, and through the Electronic Service Program (ESP), customer connections are wirelessly made to the local panel, for fuel, air, and 24VDC power supply. Compatible with fieldbus load sharing module. ESM meets Canadian Standards Association Class 1, Division 2, A, B, C & D (Canada & US hazardous location requirements).

CRANKCASE

Crankcase - Single piece, stress relieved, gray iron casting. Main bearing caps are relieved with vertical slots and slots for lifts.

CRANKCASE PRESSURE RELIEF DEVICES

Crankcase Ventilation System - Forced ventilator with 2000 NGV psi blow-off, electric safety, and check valves. If blow-off for customer connection per local codes. Motor starter bypass device. 10" (254mm) diameter.

CRANKCASE OIL

Oil - One alloy forged, fully machined, counterweighted with cross-hatch bearing journals. The crankshaft is forged for full power transmission from each end. Design is highly ductile, resistant to oxidation, and aluminum type.

CRANKCASE HEAD

Crankcase Head - Single aluminum casting, cast-iron coated with two level head finish and two level head exhaust valves per head. Includes stainless steel intake and exhaust valve seats and gaskets. Two level head finish. No head gaskets are required.

CRANKCASE LINER

Crankcase Liner - Removable wet type with intermediate jacket water jacket.

ELECTRONIC SERVICE PROGRAM (ESP)

Electronic Service Program (ESP) - Microsoft Windows-based program provided or CD-ROM for programming and interface to ECU. Includes CD-ROM for troubleshooting any ESM faults. Serial number is provided for connection of a customer application to the ECU via RS-485 port.

ENGINE MONITORING DEVICES

Engine Monitoring Devices - Factory mounted Digley for NOx emissions with optional ESM gas interface, display system and emissions control. Read sensors for NOx emissions, intake air pressure and temperature, intake manifold temperature and pressure, average and jacket water temperature, if applicable through ESM. Sensors meet Canadian Standards Association Class 1, Division 2, Group A, B, C, & D (Canada & US hazardous location requirements). ESM continuously monitors sensor data performance through self-diagnostics to provide detector protection. Dual magnetic pick-ups are used for accurate engine speed monitoring. ESM provides predictive spark plug diagnostics as well as advanced diagnostics of engine and all ESM sensors and logs any faults into non-volatile flash memory. 40-pin thermocouples for individual cylinder exhaust temperatures and pre and post turbocharger temperatures are wired to a common substrate. Includes standard 20 foot (6.1m) exhaust thermocouple harness. Main bearing temperature sensors - Type K sensors are wired to hubhead. Includes 25 foot (7.6 m) main bearing thermocouple harness. Waukesha pre-wired remote ECU panel for engine and RTU control cabinet, 1600W 20 amp supply with fuse/relay and neutral to

operation bus -40V (-40V to 167V (VDC) for better navigation for multi-circuit access. Provides direct interface to A/F ratio and monitoring. 20-pin remote engine sensors. Can be all-engine mounted using optional RM harness. All ESM and AFR information with alarm and shutdown faults are reflected. MODBUS RTU communication with all ESM and AFR parameters.

ENGINE PROTECTION DEVICES

Engine Protection Devices - Engine emergency shutdown/stop lockout push button (2) mounted, one each on either side of the engine. Engine protection is also provided by ESM for limits of pressure and temperature, intake manifold temperature and pressure, average and jacket water temperature.

FILTERS

Filters - Provided with 20" inch-long gas turbine filter for generator cooling.

FUEL SYSTEM

Fuel System - Cast-iron with pre-insulation device. Single fuel inlet connection, mounted rear and pre-chamber gas supply regulator and 24V DC solenoid operated pre-chamber fuel valve. Shipped from 24V DC solenoid operated main fuel valve.

Injection - Open element, direct connected fuel control, 200 psi, A/C, modulated fuel type, with fuel-injection pressure monitoring, with optional PMS type injector and damper settings. 16 and distribution factor valve 10000-10000. Voltage 115V/20 phase, 6 wire WYE, 60 Hz, and 1000V/3 phase. Via 11000V 3 phase, 6 wire WYE, 60 Hz. Insulation material NEMA Class F. Temperature class 150°C (302°F) for continuous power duty. All generators are rated at 1.2 power factor. Includes terminal block assembly and space heater, 115/208 V, 1 phase.

GOVERNOR

Governor - Electric throttle actuator controlled by ESM with brake position feedback. Governor tuning is performed using ESM.

IGNITION SYSTEM

Ignition System - Ignitor Four Module (FM4) controlled by ESM, with spark timing adjustment for an speed-load condition. Dual voltage energy bank automatically controlled by ESM to maximize spark plug life. Distributor components meet Canadian Standards Association Class 1, Division 2, A, B, C & D (Canada & US hazardous location requirements).

INTERCOOLER

Intercooler - Air-to-air, for 100°F (38°C) inlet air.

JUNCTION BOXES

Junction Boxes - Junction boxes for frequency wiring and external connections.

LUBRICATION SYSTEM

Lubrication System - One piece, externally mounted gear type pump with pressure regulator and bypass circuit. Fully mounted and pre-greased plate type oil cooler and all the tube of filter. Includes centrifugal oil pump 100psi for maximum oil flow filter life. Intercooler and tube of cooler plugged in series. Includes electric motor driven pre-oil pump.

PAINT

Paint - Oil-free primer.

PISTON

Piston - Single piece, aluminum alloy with integrally cast cooling passages. Four piston rings with the top two compression rings having a 16-1000 ring carrier. 9.1 compression ratio.

STARTING SYSTEM

Starting System - Two ECU 117 valve pneumatic starters with 160VAC starting valve and driver. Requires 150 psi (10.3 bar) air input.

TURBOCHARGER

Turbocharger - Two, exhaust driven, wastegate and compressor bypass actuators controlled by ESM.

VIBRATION DAMPER

Vibration Damper - Endless screw type.

VOLTAGE REGULATOR

Voltage Regulator - DC/1 static automatic type, providing 1% regulation from no load to full load with automatic under-voltage speed protection. Two phase sensing. Includes voltage adjustment resistor. All items are shipped boxed.

WATER CIRCULATION SYSTEM

Water Circulation System - Includes mounted 130°F (54°C) cooling water temperature control valve with motor bypass, gear driven water pump, mounted stainless steel and mounted oil cooler. Provides single customer inlet and single customer outlet connection.

Engine Jacket

Engine Jacket - Includes mounted 160°F (70°C) jacket water temperature control valve with motor bypass and gear driven water pump. Provides single customer inlet and single customer outlet connection.

ANEXO D

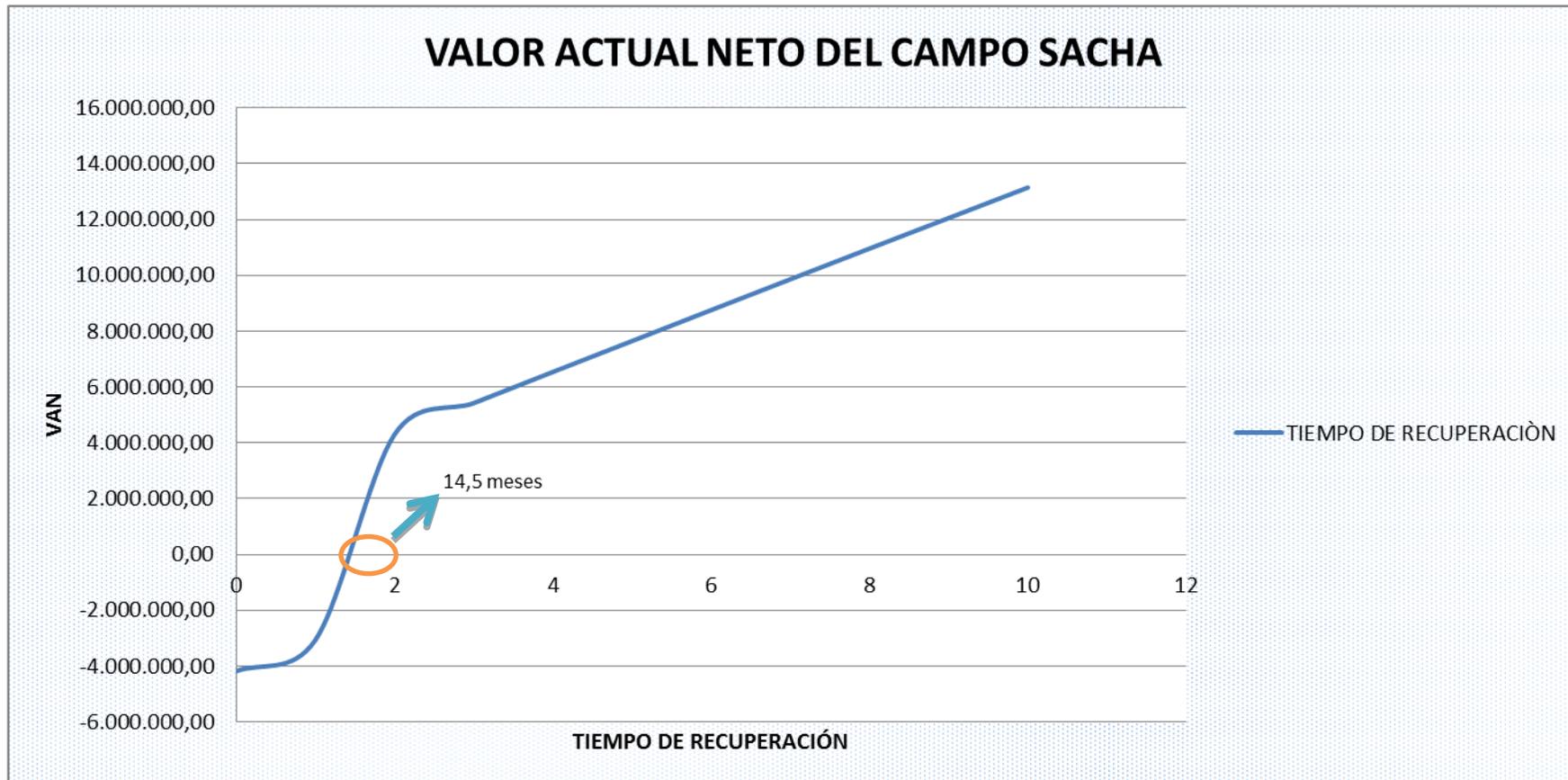
ANEXO E-1

EVALUACION DEL PROYECTO CAMPO SACHA											
Tasa de actualización		12%									
ANUAL	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EGRESOS (USD)											
5 UNIDADES DRESSER											
Waukesha 275GL	-4.000.000,00										
Transformadores+Cables	-80.000,00										
Accesorios	-5.000,00										
Líneas de Alta	-40.000,00										
Obras civiles para instalacion y arranque	-50.000,00										
Mantenimiento DRESSER Waukesha 275GL		60.000,00	63.000,00	66.150,00	69.457,50	72.930,38	76.576,89	80.405,74	84.426,03	88.647,33	93.079,69
Impuesto por utilizacion de gas producido mayor a 3 MMPCSD		6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00
TOTAL EGRESOS (USD)	-4.175.000,00	66.000,00	69.000,00	72.150,00	75.457,50	78.930,38	82.576,89	86.405,74	90.426,03	94.647,33	99.079,69
INGRESOS											
Ahorro de combustible (Diesel)		1189066,63	1189066,63	1189066,63	1189066,63	1189066,63	1189066,63	1189066,63	1189066,63	1189066,63	1189066,63
Tarifa (USD/Bl)		17,05	17,05	17,05	17,05	17,05	17,05	17,05	17,05	17,05	17,05
Total Ingresos (USD)		1189083,68	1189083,68	1189083,68	1189083,68	1189083,68	1189083,68	1189083,68	1189083,68	1189083,68	1189083,68
Flujo Neto de Caja	-4.175.000,00	1.123.083,68	1.258.083,68	1.116.933,68	1.113.626,18	1.110.153,31	1.106.506,79	1.102.677,94	1.098.657,65	1.094.436,35	1.090.003,99
Flujo Neto de Caja Acumulado	-4.175.000,00	-3.051.916,32	4.310.000,00	5.426.933,68	6.540.559,86	7.650.713,17	8.757.219,95	9.859.897,89	10.958.555,55	12.052.991,90	13.142.995,89

VAN	30.797.525,34
TIR	61%

Fuente: ARCOLANDS, 13 de Junio 2012
Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos

Anexo E-2



Fuente: ARCOLANDS, 13 de Junio 2012
Elaborado por: Andrés Brito, Ericka Cevallos

