

REPUBLICA DEL ECUADOR

**INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES
DEPARTAMENTO DE DOCENCIA
II CURSO DE MAESTRIA EN ALTA GERENCIA**



**TESIS PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN ALTA GERENCIA**

TEMA:

***Í OPTIMIZACIÓN DE LA CAPTACIÓN DE GAS NATURAL
Y PRODUCCIÓN DE GLP EN LOS COMPLEJOS
PETROLEROS DEL NORORIENTE ECUATORIANOÍ***

Autor:

Ingeniero James Pazos

Director: Doctor Carlos Gutiérrez A.



PDF
Complete

*Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.*

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

AGRADECIMIENTO

Mi sincero agradecimiento a las Autoridades, a los Docentes
y al Personal de Apoyo del Instituto de Altos Estudios Nacionales,
por su valiosa ayuda y por compartir sus conocimientos.

Al Doctor Carlos Gutiérrez A.
por su acertada Dirección.

ÍNDICE

	Pág.
AGRADECIMIENTO	ii
ÍNDICE	iii-v
GLOSARIO DE TÉRMINOS	vi-viii
CAPÍTULO I. MARCO REFERENCIAL	
<u>1.1 Planteamiento del problema</u>	
1.1.1 Antecedentes	1-8
1.1.2 Formulación del problema	8-12
1.1.3 Delimitación del problema	12
<u>1.2 Objetivos</u>	12-13
<u>1.3 Justificación</u>	13-14
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	
<u>2.1 Recursos energéticos</u>	
2.1.1 El origen y la historia del gas y del petróleo	15-21
2.1.2 Características de los hidrocarburos	21-22
2.1.3 Estadios técnicos del petróleo y del gas	22-32
2.1.4 Descripción y características técnicas del gas natural	32-34
<u>2.2 Actualidad del gas natural y del petróleo en el Ecuador</u>	34-38
<u>2.3 Instalaciones de Petroindustrial</u>	38-53
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	
<u>3.1 Tipo de investigación</u>	54-55
<u>3.2 Instrumentos</u>	55-58
<u>3.3 Estudio planteado</u>	58-67
<u>3.4 Rentabilidad del proyecto</u>	67-81
CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
<u>4.1 Conclusiones</u>	82-85
<u>4.2 Recomendaciones</u>	85-87

	88
<u>5.2 Marco lógico</u>	88-90
<u>5.3 Planteamiento del proyecto</u>	90-94
<u>5.4 Objetivos</u>	94
<u>5.5 Organización y duración del proyecto</u>	95-97
BIBLIOGRAFIA	98-99
ÍNCIDE DE ANEXOS	
Anexo 1: Importación de GLP	101
Anexo 2. Balance de Gas	102-103
Anexo 3. Carga y producción de GLP	104-109
Anexo 4. Cromatografías Petroproducción	110-120
Anexo 5. Cromatografías de Petrobras	121
Anexo 6. Cuadros de Egresos e Ingresos	123-126
ÍNDICE DE TABLAS	
Tabla 1: Planta de Gas de Shushufindi	11
Tabla 2: Tipos de ductos	27
Tabla 3: Procesos de destilación	30
Tabla 4: Programa de mantenimiento AJAX	51-53
Tabla 5: Lista de observaciones	55
Tabla 6: Total estimado de gas	58
Tabla 7: Presupuesto de inversiones y gastos	70
Tabla 8: Depreciaciones Proyecto Libertador	71
Tabla 9: Depreciaciones Proyecto Sur	71
Tabla 10: Depreciaciones Proyecto Lago Agrio	71
Tabla 11: Estado de resultados	72
Tabla 12: Punto de equilibrio	74
Tabla 13. Flujo de fondos	75
Tabla 14: Cálculo del VAN	77
Tabla 15: Aproximaciones TIR	78

Costo	79
inversión	80
Tabla 18: Evaluación financiera	80
Tabla 19: Sensibilidad	81
Tabla 20: Cronograma de ejecución del proyecto	97

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Separadores y botas de Petroproducción	43
Gráfico 2: Diagrama de flujo de una estación	44
Gráfico 3: Flujos de VHR, Sansahuari, Cuyabeno	62
Gráfico 4: Flujos de Cononaco, Auca Central, Yuca, Yulebra	63
Gráfico 5: Flujos de estaciones Guanta, Lago Agrio	64
Gráfico 6: Evolución de las utilidades	73
Gráfico 7: Punto de equilibrio	74

ALQUITRAN: Es una sustancia bituminosa, grasa, oscura y de olor fuerte, que se obtiene de la destilación de ciertas materias orgánicas, principalmente de la hulla, turba, carbón, huesos y de algunas maderas resinosas.

API: American Petroleum Institute

BARRIL: Medida que corresponde a 160 litros

BBL/D: Barriles por día

BUTANO: Hidrocarburo saturado parafínico o alifático, gaseoso, inflamable que se licúa a presión atmosférica -0.5°C .

CFR: Costo y flete.

COMBUSTOLEO: Fuel Oil. Petróleo crudo que queda de la destilación primaria o residuo viscoso de procesos de refinación.

COMPRESIBILIDAD: Capacidad de un gas de comprimirse.

CRACKING: Rompimiento de partículas

CROMATOGRAFÍA: Conjunto de técnicas basadas en el principio de adsorción selectiva cuyo fin es separar los componentes de una sustancia gaseosa.

CRUDO: Mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos, tal como sale de las formaciones productoras a superficie. A menudo se dice al petróleo que no ha sido tratado, refinado o purificado.

alcano con dos átomos de carbono, cuya densidad es mayor que la del agua. El gas natural es gaseoso y un excelente combustible.

FOB: (Free on board). Franco a bordo.

GAS LIFT: Gas de levantamiento

GAS NATURAL ASOCIADO: Gas que se encuentra en presencia de petróleo

GAS NATURAL NO ASOCIADO: Gas que se encuentra solo, sin presencia de petróleo.

GEOFONO: Es un sensor que nos proporciona información sobre el movimiento del suelo, captando ecos sísmicos.

GLP: Gas licuado de petróleo

GPM: Galones por minuto

GOR: Gas and oil ratio

HIDROCARBURO: Compuestos orgánicos de hidrógeno y carbono cuya densidad, punto de ebullición y punto de congelación varían en proporción a su peso molecular.

HIDROCARBUROS AROMATICOS: Benceno, tolueno y xileno

HIDROFONO: Micrófonos impermeables que sirven para captar ecos sísmicos en el mar. Se los utiliza en exploración sísmica costa afuera.

KEROSENO: Destilado intermedio compuesto por hidrocarburos líquidos, con puntos de ebullición entre 200-300°C.

MERCAPTANO: Compuesto sulfurado odorizante que se usa como aromatizante del gas de uso hogareño.

METANO: El miembro más simple de la familia de los alcanos.

MMPC: Millones de pies cúbicos

NAFTA: Producto de destilación del petróleo que se utiliza para hacer gasolinas.

ODORIZANTE u ODORANTE: Productos naturales o artificiales aditivos que proporcionan olores aromáticos.

PROPANO: Hidrocarburo alifático, gas inodoro, incoloro cuya fórmula es C_3H_8 .

PSIG: libras pulgada cuadrada gravedad

REFORMING: Reformación de las cadenas de hidrocarburos.

SCRUBER: Recipiente separador

SISMICA: Método de prospección geofísica a través del cual se determinan las condiciones geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos. A través de una fuente de energía se provocan pequeños terremotos y un equipo de señal compuesto por geófonos e hidrófonos y sismógrafos con grabación digital, captan esas señales y las depositan en cintas magnéticas

SKIDS: Base donde se asientan bombas, compresores, etc.

URV: Unidad recuperadora de vapor

VHR: Víctor Hugo Ruales

MARCO REFERENCIAL

1.1 Planteamiento del problema

1.1.1 Antecedentes

El 23 de junio de 1972 se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana-CEPE, como una entidad encargada de desarrollar actividades que le asignó la Ley de Hidrocarburos y, además, explorar, industrializar y comercializar otros productos necesarios para la actividad petrolera y petroquímica, así como las sustancias asociadas, con el fin de alcanzar la máxima utilización de los hidrocarburos, que son bienes de dominio público, para el desarrollo general del país, de acuerdo con la política nacional de hidrocarburos formulada por la Función Ejecutiva,

La empresa petrolera estatal se estructuró unas semanas antes de que se inicie la explotación del crudo en la Amazonia.

CEPE inició sus actividades en exploración, es decir la búsqueda de nuevos yacimientos, en comercialización interna y externa, transporte de hidrocarburos y derivados, en medio de la dura resistencia de intereses locales y extranjeros, afectados en un negocio antes intocado.

El 17 de agosto de 1972 se realizó la primera exportación de crudo de 308.283 barriles vendidos a US\$ 2.34 p/b, por el Puerto de Balao, en Esmeraldas, parte constitutiva del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano-SOTE.

El mapa petrolero nacional empezó a modificarse con la reversión de áreas que estaban en poder de las compañías extranjeras y que pasaron a formar parte del patrimonio de CEPE, que comenzó a negociar directamente los nuevos contratos de asociación para la exploración y explotación de hidrocarburos.

nes petroleras generó la necesidad de darle
tión, que conllevó la transformación legal y

organizacional, dando como resultado la actual estructura empresarial conocida
como Petroecuador

La Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, se creó en
reemplazo de CEPE, el 26 de septiembre de 1989, con el objeto de explorar y
explotar los yacimientos hidrocarburíferos que se encuentren en el territorio
nacional, incluido el mar territorial, de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos
vigente.

El Estado explora y explota los yacimientos en forma directa a través de su
empresa Petroecuador y sus filiales o celebrando contratos de asociación,
participación o prestación de servicios. La Empresa Estatal puede constituir
compañías de economía mixta con empresas nacionales o extranjeras.

Petroecuador es la matriz ejecutiva de un grupo formado por tres empresas
filiales, especializadas en exploración y explotación; industrialización;
comercialización y transporte de hidrocarburos, siendo estas las siguientes:

Petroproducción encargada de la exploración y explotación de hidrocarburos.

Petroindustrial cuyo objetivo es efectuar los procesos de refinación del petróleo
y la conversión del gas natural en gas licuado de petróleo.

Petocomercial dedicada al transporte y comercialización de los productos
refinados, para el mercado interno.

Petroecuador tiene tres órganos principales para sus decisiones ejecutivas,
además de las dependencias técnicas y administrativas necesarias para la
gestión.

El Directorio de Petroecuador está conformado por el Ministro de Energía,
Ministro de Economía, el representante del Presidente de la República, el

Secretario de Planificación de la Presidencia,
, un representante de los trabajadores. El

Directorio, dispone de una secretaría como mecanismo del apoyo operativo y la Unidad de Auditoría Interna, encargada del control administrativo, operacional y financiero.

El Consejo de Administración es un órgano de decisión y está conformado por el Presidente Ejecutivo de la Empresa que lo preside y cuatro miembros designados por el Directorio.

El responsable legal y ejecutivo de la empresa es su Presidente quien es designado por el Directorio. Tiene bajo su responsabilidad directa, la gestión técnica, financiera y administrativa del sistema¹.

A la matriz le pertenecen: las Gerencias de Comercio Internacional, Oleoducto, Administración, y Economía y Finanzas.

Las Unidades Coordinadoras de las Rondas de Licitación Petrolera y la Unidad de Administración de Contratos.

La principal función de Petroecuador es planificar sus actividades en cumplimiento de la política determinada por el Presidente de la República y ejecutada por el Ministro de Energía y Minas, que se basa en:

Optimizar el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos. Conservar y amplificar las reservas, elaborar bases de contratación. Comercialización Internacional de hidrocarburos. Inversión de utilidades de los contratistas. Régimen Monetario relacionado a los hidrocarburos, coordinar y supervisar las actividades de las filiales. Celebrar los contratos de exploración y explotación petrolera con empresas nacionales e internacionales. Ejecutar la consolidación presupuestaria del Sistema. Ejecutar auditorías internas. Capacitar a su

¹ Petroecuador. El desafío de una Nueva Empresa. 2007.

La contribución de Petroecuador en el 2006, para el financiamiento del Presupuesto del Estado, fue de 3.183 millones de dólares, que representa el 44.7% de los ingresos totales del País y el 37.09% del presupuesto codificado del Gobierno.

Si comparamos con las cifras de la economía ecuatoriana encontramos que la contribución, de los ingresos de Petroecuador al Producto Interno Bruto es del 17.38%, cifra por demás significativa, sustentada básicamente por las exportaciones, que se incrementaron con la incorporación de la producción del Bloque 15, y con el incremento de precios en el mercado internacional. Las exportaciones de Petroecuador, representaron el 34.92% de las exportaciones totales del País.

A continuación se presentan las principales cifras del aporte de Petroecuador a la economía nacional durante el año 2006²:

(En miles de dólares)

CON RELACIÓN AL PIB

INGRESOS DE PETROECUADOR	7.108.668
PIB	40.892.080
% DE CONTRIBUCIÓN	17,38%

CON RELACIÓN A LAS EXPORTACIONES

TOTAL EXPORTACIONES DEL PETROECUADOR	4.357.686
TOTAL EXPORTACIONES DEL PAÍS	12.478.061
% DE CONTRIBUCIÓN	34,92%

² Gerencia de Economía y Finanzas de Petroecuador-Unidad de Contabilidad

ESTO DEL ESTADO

ECUADOR	3.183.511
PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO CODIFICADO	8.583.913
% DE CONTRIBUCIÓN	37,09%

CON RELACIÓN A LOS INGRESOS DE PETROECUADOR

APORTES AL ESTADO DE PETROECUADOR	3.183.511
INGRESOS TOTALES DE PETROECUADOR	7.108.668
% DE CONTRIBUCIÓN	44,78%

El Gobierno, fija una Política Petrolera de Estado, que determina el marco general de la actividad en el corto, mediano y largo plazo y las estrategias para hacerlo. Si no se establece dicha política, seguirán surgiendo ideas y propuestas, que en la práctica no podrán concretarse. La carencia de una política petrolera conduce a la toma de decisiones basadas más en percepciones y coyunturas, que generan acciones aisladas que podrían dar resultados momentáneos pero que no solucionan el problema de fondo. De manera que sin una verdadera Política Petrolera de Estado, no podemos avanzar, o avanzaremos sin un horizonte guía. La Política Petrolera deberá trascender los gobiernos de turno, sustentándose en las necesarias reformas a las leyes y reglamentos del sector hidrocarburífero, *que permitan la creación de un verdadero organismo de control del sector, el fortalecimiento de Petroecuador+* a través de una modalidad que le de el carácter de una verdadera empresa, permitiéndole que con sus cerca de cuatro mil millones de dólares en activos, más de tres mil quinientos millones de barriles de reservas probadas y un negocio multimillonario en marcha, no se vea afectada por decisiones políticas coyunturales, que lo único que han logrado es restringir su desarrollo y mantenimiento, hasta llevarla a un punto crítico, por lo cual, *la única salida es el cambio+*

Esas reformas al sector, deberán preparar al país para los tiempos difíciles de agotamiento paulatino de reservas, de campos maduros con producción declinante y la presencia cada vez mayor de los crudos pesados; con un sistema de refinación nacional en estado crítico, con una demanda de

proporcionado debido al contrabando, uso de continuarse, obligará a que en los próximos cinco años se importen más de diez mil millones de dólares en derivados, por lo que es imprescindible optimizar la producción de nuestros campos, y emprender en un plan de refinación, que permita procesar crudos más pesados, para cubrir toda la demanda interna y exportar derivados.

No es posible que el país cuente con reservas probadas remanentes entre Petroecuador y las compañías privadas de más de cuatro mil millones de barriles, y no se cuente con un Plan Maestro para el desarrollo de esta industria. La industria petrolera ecuatoriana debe entrar en una nueva etapa que incluya el desarrollo de todas sus áreas y para ello es indispensable complementar la inversión privada con la estatal. Hay que tener muy claro que una cosa es la gran inversión de riesgo, para lo que debemos invitar a la empresa privada, dándole toda la confianza y seguridad jurídica, y otra muy diferente es la inversión en los grandes campos en producción de PETROECUADOR con reservas desarrolladas, una infraestructura ya totalmente amortizada, personal idóneo, y cuya utilidad entera es en su totalidad para el país³.

El país está ante el desafío histórico, de sentar las bases para el desarrollo sostenido y sustentable de la industria petrolera nacional, que se sustenta en los siguientes ejes de acción:

- Ofrecer una nueva propuesta para la Empresa Petrolera Estatal:
 - Con nueva estructura y autonomía real de gestión,
 - Contando con un órgano de planificación de alto nivel profesional,
 - Buscando el involucramiento del personal, para alcanzar compromisos que lleven a maximizar el aporte individual, la eficiencia, la calidad total y,

³ Bastidas F. y colaboradores. Evaluación de los impactos ambientales, económicos y sociales de la implementación de las medidas de mitigación al cambio climático en el sector energético.

el combate contra las diferentes formas de
externa que nos permita alcanzar la máxima
transparencia en todos los procesos empresariales.

- Contar con valores certificados de reservas que permitan, sobre una base cierta, proyectar el horizonte de producción de las mismas.
- Mantener la relación reservas / producción de hidrocarburos, con una visión de largo plazo, no menor a 20 años.
- Mantener la producción estatal sobre los 260 mil BBL/D y propender a que la producción de la empresa privada se mantenga sobre los 250 mil BBL/D, con las siguientes acciones:
 - La conversión de los campos maduros de Petroproducción, en campos inteligentes, (monitoreados en tiempo real).
 - La incorporación de los campos no desarrollados, con tecnologías limpias y,
 - En caso de las privadas, con los potenciales descubrimientos en los Bloques a licitarse.
- Sustituir la condición del País importador de derivados, por la de exportador de derivados.
- Exportar crudo y derivados a consumidores finales.
- Contar con una política de Estado para la Región Amazónica, que permita armonizar la exploración y explotación petrolera, con el desarrollo sustentable y sostenible de la región, a fin de reducir la conflictividad social.

Petroindustrial es la filial de Petroecuador, encargada de transformar los hidrocarburos mediante procesos de refinación, para producir derivados que satisfagan la demanda interna del país.

cumplimiento de las normas nacionales e
n de las refinerías bajo estrictos controles de
calidad y dentro de los estándares internacionales a fin de garantizar las
exigencias del consumidor y proteger el medio ambiente.

Su visión es la industrialización de petróleo, de propiedad del
estado ecuatoriano, con capacidad estratégica, flexibilidad organizacional y
cultura empresarial competitiva a nivel mundial, que opera con estándares
internacionales de eficiencia y mantiene armonía con los recursos socio-
ambientales⁴.

Petroindustrial tiene recursos humanos altamente calificados y
especializados, gracias a que en sus inicios se invirtieron ingentes sumas de
dinero en la capacitación y en la profesionalización de sus trabajadores, de sus
mandos medios, así como de sus ejecutivos y administradores.

1.1.2 Formulación del problema

Desde algunos años atrás, específicamente desde los años 90 la producción
de petróleo de Petroecuador fue decayendo paulatinamente, debido
principalmente a la falta de mantenimiento y reacondicionamiento de los pozos
y debido a que en los yacimientos del nororiente ecuatoriano el tipo de gas es
asociado con el crudo, la captación de gas de igual manera ha ido decayendo
paulatinamente.

La quema del gas en los mecheros de las estaciones de producción de petróleo
y otros procesos ineficaces de recuperación de gas natural ha generado una
pérdida enorme al país en vista de que se ha tenido que importar grandes
cantidades de GLP a precios internacionales.

Solamente entre los meses de enero y diciembre del 2007 se ha importado la
cantidad de 832.596,491 TM por un valor de \$634.617.412,96 dando un

⁴ Petroecuador. El petróleo en Ecuador su historia e importancia en la Economía Nacional. Sistemgraf. 2004.

de 2.312,37 TM a un costo promedio de variación del precio por tonelada métrica en el mercado internacional ha sido alta, así por ejemplo el precio promedio de importación en el mes de enero del 2007 fue de \$676,74, mientras en el mes de diciembre fue de 898,31, valor que no incluye el IVA, los gastos operacionales, el pago de tributos por nacionalización del producto en aduanas, valor pago de Corpei, que son aproximadamente el 14% adicional, los mismos que están calculados sobre el valor CFR Y FOB. Al día de hoy el precio de la tonelada métrica es superior a los \$1.000. (Anexo 1), cuadro de importación de GLP de enero a diciembre del 2007.

La caída de producción de crudo en la Región Amazónica en general, ha influido en la baja captación de gas natural en la Planta de Gas de Shushufindi y por ende en la baja producción de GLP o gas licuado de petróleo, el cual es indispensable principalmente para la industria alimenticia y los hogares ecuatorianos. Por esta razón es indispensable la optimización de la captación de gas natural en los campos petroleros del nororiente ecuatoriano. De no tomarse acciones inmediatas el país se verá obligado a incrementar la importación de GLP.

Desde los inicios de la producción petrolera ecuatoriana, la mayor parte del gas natural asociado ha sido quemado o venteado (liberado a la atmósfera), con lo que no solamente se ha desperdiciado un importante recurso energético, que hubiera sido aprovechado directamente como combustible o para abastecer parte de la demanda interna de gas licuado de petróleo, sino que este proceso de quema del gas ha sido fuente constante de producción de impactos ambientales negativos, como las emisiones de gases de efecto invernadero.

El gas asociado de petróleo constituye un recurso energético no renovable, cuya extracción está ligada a la incierta producción de crudo, siendo por tanto indispensable su utilización de manera más eficiente.

A pesar de este fenómeno normal que se da en los yacimientos petroleros, como es la declinación de la producción de crudo, un alto porcentaje del

ido en los campos del nororiente ecuatoriano echado, desperdiciando una fuente de energía de excelentes características, capaz de suplir varios de los requerimientos energéticos del país.

En el Anexo 2 (Balance de Gas) se muestra la cantidad promedio diaria de gas natural que se ha quemado en los diferentes campos de Petroproducción durante los años 2006 y 2007.

En cuanto al gas que se logra captar, según el Balance de Gas Natural Asociado elaborado en base a los registros de Petroproducción del 2006 y del 2007 y tomando en cuenta solamente los campos de la misma Petroproducción, el 24.53% de la producción de gas asociado es utilizado como gas lift (gas de levantamiento), es decir, se inyecta en los pozos petroleros para aumentar su presión y recuperar más petróleo, el 27.45% constituye la materia prima para la extracción de gas licuado de petróleo en la Planta de Gas de Shushufindi, el 12.28% se emplea en diferentes usos en las tareas propias del proceso de producción de crudo (combustible para turbinas, calentadores, etc.) y una proporción mayor (35.74%) se quema en las teas de los yacimientos o de las estaciones de campo de Petroecuador en el nororiente ecuatoriano.

El país está produciendo cerca de 500 TM (toneladas métricas) de GLP al día. En la Refinería de Esmeraldas la producción es de 400TM, mientras que en la Planta de Gas de Sushufindi, en donde las instalaciones son diseñadas para producir 500 TM diarias de GLP, la producción promedio diaria ha ido decayendo considerablemente como se muestra en la Tabla 1. (Anexo 3).

AÑO	PRODUCCION PROMEDIO DIARIA GLP
1997	259 TM
1998	290 TM
1999	271 TM
2000	293 TM
2001	238 TM
2002	215 TM
2003	193 TM
2004	198 TM
2005	156 TM
2006	148 TM
2007	130 TM

Fuente: Unidad de Programación. Complejo Industrial Shushufindi.

Elaborado por: Ing. James Pazos

Unidades de Medida: TM= Tonelada Métrica

En los últimos años se han efectuado sistemáticamente sustracciones fraudulentas de combustibles derivados de hidrocarburos, incluidos gasolina natural y GLP, mediante el uso de diversos métodos y formas; hechos que han sido oportunamente denunciados al Ministerio Público, sin que se hayan obtenido acciones concretas, en vista de la falta de Legislación Penal que tipifique expresamente dichas conductas.

Por lo anteriormente señalado se han formulado las siguientes preguntas directrices:

¿ES RENTABLE LA GENERACIÓN DEL PROYECTO DE CAPTACIÓN DE GAS NATURAL EN LAS ESTACIONES DEL NORORIENTE ECUATORIANO?

¿ES FACTIBLE LA CAPTACIÓN DE GAS EN LOS CAMPOS DE PETROPRODUCCIÓN FRONTERA, TAPI, TETETE, VHR, SANSAHUARI, CUYABENO, AUCA CENTRAL, CULEBRA, YULEBRA, YUCA, CONONACO, LAGO AGRIO, GUANTA?

¿ES POSIBLE LA CONSTRUCCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA PARA LA CAPTACIÓN DEL GAS EN LAS ESTACIONES RESPECTIVAS DE LOS CAMPOS MENCIONADOS?

1.1.3 Delimitación del problema

Espacio: Provincias Pichincha, Sucumbíos, Orellana

El estudio abarca varios campos petroleros ubicados en la zona nororiental del país, actualmente operados por Petroproducción. En principio fueron considerados todos los campos del distrito oriental, pero luego de un proceso de selección, basado en la producción actual de gas natural y su ubicación geográfica, fueron seleccionados 16 campos de la petrolera estatal, los mismos que se listan a continuación: Anaconda, Frontera, Tapi, Tetete , VHR, Sansahuari, Cuyabeno, Auca Central, Auca Sur, Culebra, Yulebra, Yuca, Cononaco, Rumiyacu, Lago Agrio, Guanta.

Tiempo: Datos de 1996 al 2007

Área: Comercial-técnica en la captación de gas y Archivos: Petroproducción, Petroindustrial y Complejo Industrial Shushufindi.

1.2 Objetivos

1.2.1 Generales

1. Determinar una alternativa para la optimización de la captación de gas natural en los campos petroleros del nororiente ecuatoriano.

1.2.2 Específicos

- 1- Determinar la disponibilidad de gas natural en los campos: Anaconda, Frontera, Tapi, Tetete, VHR, Sansahuari, Cuyabeno, Auca Central, Auca Sur, Culebra, Yulebra, Yuca, Cononaco, Rumiyacu, Lago Agrio, Guanta.

nicas para mejorar la captación del gas natural
ción de gas.

- 3- Determinar la aplicabilidad técnica en los campos del nororiente ecuatoriano.
- 4- Determinar la rentabilidad de la propuesta de OPTIMIZACIÓN DE LA CAPTACIÓN DE GAS NATURAL Y PRODUCCION DE GLP EN LOS COMPLEJOS PETROLEROS DEL NORORIENTE ECUATORIANO+

1.3 Justificación

El presente trabajo tiene la finalidad de hacer un estudio técnico, sobre la disponibilidad de gas natural en el nororiente ecuatoriano, especialmente en los campos: Anaconda, Frontera, Tapi, Tetete, VHR, Sansahuari, Cuyabeno, Auca Central, Auca Sur, Culebra, Yulebra, Yuca, Cononaco, Rumiyacu, Lago Agrio, Guanta y la influencia que tiene la caída de producción de crudo en los campos de Petroproducción, en la captación de gas por parte de Petroindustrial y en la producción de GLP.

El Ecuador es deficitario en reservas de gas natural, que es el principal componente del GLP, es por eso que el país se ve obligado a importar del exterior cerca del 80% del consumo interno. El presente trabajo está orientado a realizar un estudio técnico-económico, con el objeto de que Petroindustrial pueda captar más gas natural asociado de los diferentes campos petroleros del nororiente ecuatoriano y así el país pueda importar menos gas y utilizar estos recursos en otros menesteres, que sean más beneficiosos para la sociedad.

Éste estudio se justifica mucho más, ya que en los últimos tiempos nos hemos visto abocados por la escasez de GLP, que no se bebe solamente al déficit de reservas de gas natural asociado, sino a situaciones de otro índole como el contrabando, el consumo por parte de vehículos particulares, la utilización del gas en otros menesteres como en piscinas, secadoras de café, etc. y el subsidio de los combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, incluido el

beneficiar al pueblo ecuatoriano, pero lo cual ha
corrupulosas hagan uso indebido de dichos
combustibles y se dedique al comercio ilícito, generando perjuicios al estado.

Además las sanciones y penas existentes, no guardan relación con la gravedad de las infracciones cometidas y el perjuicio que para el Estado representan, de igual manera las sanciones administrativas establecidas en la Ley de Hidrocarburos resultan ineficaces para precautelar los intereses del Estado, estas prácticas ilícitas dentro de las actividades hidrocarburíferas generan desequilibrios en la oferta y demanda de los recursos hidrocarburíferos.

El presente trabajo ayudará a la preservación del medio ambiente, al reducir la contaminación por la quema sistemática de gas natural de petróleo. Será un aporte técnico en el área petrolera, al investigar y poner en práctica procesos necesarios para la mejor captación de gas natural y la producción de GLP en el nororiente ecuatoriano. Al reducir la importación de GLP se ayudará a generar recursos económicos, que ayudarán a elaborar un mejor presupuesto del Estado. Así mismo con la elaboración de proyectos nacionales, se ayudará a recuperar el prestigio de Petroecuador en general, tan venido a menos en los últimos tiempos.

MARCO TEÓRICO

2.1 Recursos energéticos

2.1.1 El origen y la historia del gas y del petróleo.

El petróleo se originó aproximadamente entre 150 y 80 millones de años al igual que el carbón. Existen varias teorías sobre cómo se formaron el petróleo y el gas natural pero éstas se encuentran divididas en dos grandes grupos: hay quienes piensan que el petróleo se originó a partir de materia inorgánica a altas temperaturas y otros que sostienen que se originó a partir de materia orgánica a bajas temperaturas.

Una de las hipótesis dice que el origen fueron los grandes bosques de árboles prehistóricos, de enormes dimensiones, que al sufrir cataclismos y erupciones volcánicas quedaron enterrados bajo tierra. También se dice que el origen del carbón se produjo a partir de estos grandes bosques, mientras que el petróleo se obtuvo mayoritariamente a partir de plantas marinas, estos árboles eran materia orgánica compuesta por celulosa e hidratos de carbono. Esta materia sufrió una descomposición anaeróbica (sin aire) y esa descomposición, al cabo de millones de años transformó la materia orgánica en carbón (se eliminaron los componentes volátiles de la materia orgánica como el hidrógeno, el oxígeno, el nitrógeno el azufre, entre otros).

Aunque no se conoce con exactitud el proceso de conversión de materia orgánica en petróleo, se piensa que la formación del petróleo esta asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos y se produjo una descomposición anaeróbica de ellos a gran presión (a profundidades de entre 3000 a 5000 metros de profundidad), pero no a tan altas temperaturas como la gente piensa, ya que a

nas se hubieran descompuesto (se dice que la
teites fue aproximadamente entre los 150 y los
200°C, y que esto fue un factor determinante de la descomposición de éstos).

Se tiene noticia de que en otro tiempo, los árabes y los hebreos empleaban el petróleo con fines medicinales. De igual manera el gas natural data desde la antigüedad en el Medio Oriente. Hace miles de años, se pudo comprobar que existían fugas de gas natural que se encendían, dando lugar a las llamadas "fuentes ardientes". En Persia, Grecia o la India, se levantaron templos para prácticas religiosas alrededor de estas "llamas eternas". Sin embargo, estas civilizaciones no reconocieron inmediatamente la importancia de su descubrimiento. Fue en China, alrededor del año 900 antes de nuestra era, donde se comprendió la importancia de este producto. Los chinos perforaron el primer pozo de gas natural que se conoce en el año 211 antes de nuestra era.

En México los antiguos pobladores tenían conocimiento de esta sustancia, pues fue empleada de diversas formas entre las cuales se cuenta la reparación de embarcaciones para la navegación por los ríos haciendo uso de sus propiedades impermeabilizantes. Se dice que los egipcios también utilizaban este producto de la misma manera. En esa época, se tomaba la nafta y otros combustibles, y se los quemaba para evitar peligros, ya que estos podían explotar y producir inconvenientes en la sociedad.

Cuando los conquistadores europeos llegaron a tierras de América, encontraron que los indígenas conocían y daban diferentes usos al petróleo y al asfalto, en los sitios donde afloraban.

Los pobladores de la Península de Santa Elena lo llamaban Copey, con varios usos como alumbrar sus hogares y calafatear sus pequeñas embarcaciones de pesca.

La historia petrolera ecuatoriana se remonta a la época precolombina, en donde los antiguos habitantes del territorio que hoy se conoce como República del Ecuador, utilizaban productos bituminosos en diversas actividades de su

La conquista española también señalaban la existencia de tales materiales.

En el Ecuador se explota petróleo en dos zonas: la Península de Santa Elena y la región Amazónica. La una y la otra se vinculan con el sistema orográfico de los Andes y, en consecuencia, se afirma que el petróleo ecuatoriano podría ser de origen andino.

Esta teoría se sustenta en el hecho de que hace millones de años, lo que actualmente es el Ecuador, estuvo cubierto por las aguas y sobresalían apenas los picos más elevados de los Andes.

Las exploraciones petroleras se iniciaron hace más de cien años (en 1859, Edwin Drake inició una nueva época cuando encontró petróleo en Pensilvania, a una profundidad de sólo 69 pies), cuando las perforaciones se efectuaban cerca de filtraciones de petróleo las cuales indicaban que el petróleo se encontraba bajo la superficie. Hoy día, se utilizan técnicas sofisticadas, como mediciones sísmicas, análisis de microorganismos e imágenes de satélite. Potentes computadoras asisten a los geólogos para interpretar sus descubrimientos.

Sin embargo, solo la perforación puede determinar si existe o no petróleo bajo la superficie. Los motores a explosión fueron descubiertos en el año 1870 aproximadamente pero se lo consideró solo como una curiosidad. Solo a partir del año 1910 comenzó su uso masivo. Por ello, a partir de esa época, se modificó completamente el consumo mundial de petróleo. La principal causa que originó este cambio en el consumo fue la distribución masiva del automóvil, que gracias a la cadena de montaje de Henry Ford, produjo un gran aumento en la producción de autos con motor a explosión y de esta manera, se abarataron los costos haciendo más accesibles este tipo de vehículos. Para el año 1950, el petróleo no alcanzaba a cubrir la demanda de la sociedad.

En Europa no se conoció el gas natural hasta que fue descubierto en Gran Bretaña en 1659, aunque no se empezó a comercializar hasta 1790. En 1821,

dos Unidos) observaron burbujas de gas que
n un arroyo. William Hart, considerado como el

"padre del gas natural", excavó el primer pozo norteamericano de gas natural.

En los primeros tiempos de la exploración del petróleo, el gas natural era frecuentemente considerado como un subproducto sin interés que impedía el trabajo de los obreros forzados a parar de trabajar para dejar escapar el gas natural descubierto en el momento de la perforación.

Durante el siglo XIX el gas natural fue casi exclusivamente utilizado como fuente de luz. Su consumo permaneció muy localizado por la falta de infraestructuras de transporte que dificultaban el traslado de grandes cantidades de gas natural a grandes distancias. En 1890, se produjo un importante cambio con la invención de las juntas a prueba de fugas en los gasoductos. No obstante, las técnicas existentes no permitieron transportar el gas natural a más de 160 kilómetros de distancia por lo que el producto se quemaba o se dejaba en el mismo lugar. El transporte del gas natural a grandes distancias se generalizó en el transcurso de los años veinte, gracias a las mejoras tecnológicas aportadas a los gasoductos. Después de la segunda guerra mundial, el uso del gas natural creció rápidamente como consecuencia del desarrollo de las redes de gasoductos y de los sistemas de almacenamiento.

Durante muchos años, la industria del gas natural estuvo fuertemente regulada debido a que era considerada como un monopolio de Estado. En el transcurso de los últimos 30 años, se ha producido un movimiento hacia una mayor liberalización de los mercados del gas natural y una fuerte desregulación de los precios de este producto. Esta tendencia tuvo como consecuencia la apertura del mercado a una mayor competencia y la aparición de una industria de gas natural mucho más dinámica e innovadora. Además, gracias a numerosos avances tecnológicos se facilitó el descubrimiento, la extracción y el transporte de gas natural hasta los consumidores. Estas innovaciones permitieron también mejorar las aplicaciones existentes así como creas nuevas aplicaciones.

utilizar para las industrias de la electricidad, por ejemplo, en áreas propensas a explosión. Estos usos se los dieron en países en los que el petróleo no era muy común, como en la Argentina, donde sí abundan los yacimientos de gas. Hoy en día, en particular a partir de las crisis petroleras de los años 70, el gas natural se ha convertido en una importante fuente de energía en el mundo.

A mediados del siglo XIX ya se conocían datos más concretos sobre la existencia de petróleo en nuestro país, cuando un geógrafo ecuatoriano, Manuel Villavicencio, en 1858, en su *Geografía sobre el Ecuador* relata que en la región amazónica se podía apreciar la presencia de *asfalto* y *alquitrán* en el Río Hollín y en los manantiales salitrosos de la Cordillera de Cutucú.

La primera exploración sistemática de hidrocarburos en el país se inicia con la exploración del gas del Golfo de Guayaquil entre 1940 y 1945 por la Internacional Ecuatorian Petroleum Company, que se retiró en 1955.

La era petrolera en el Ecuador se inicia el 29 de marzo de 1967 con la perforación y la extracción de 2.610 barriles de petróleo del pozo Lago Agrio No.1 realizada por la empresa Texaco Gulf.

Un consorcio de compañías norteamericanas, agrupadas bajo el nombre de ADA, obtuvo el traspaso de la concesión para explorar y explotar los hidrocarburos en el Golfo de Guayaquil entregada a un grupo de ecuatorianos en abril de 1968. Este consorcio descubrió yacimientos de gas natural en el campo Amistad, cuyas reservas se establecieron en 500 mil millones de pies cúbicos.

Durante muchos años el mayor productor de petróleo ha sido Arabia Saudita, mientras que el mayor consumidor era tan sólo Estados Unidos. Actualmente China ha emergido como el segundo país más consumidor, debido al alto desarrollo tecnológico⁵.

⁵ Parra E. *Petróleo y Gas Natural*. Madrid. 2002.



Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

de petróleo ⁶

- Arabia Saudita
- USA
- Irán
- China
- México
- Canadá
- Noruega
- Emiratos Árabes Unidos
- Venezuela
- Irak
- Kuwait
- Brasil

Parte de los principales productores están organizados en la OPEP.

Mayores exportadores de petróleo

- Arabia Saudita
- Rusia
- Noruega
- Irán
- Emiratos Árabes Unidos
- Venezuela
- Kuwait
- Nigeria
- México
- Argelia
- Libia

Principales países productores y exportadores de gas⁷

⁶ Revista World Oil: Internacional Energy Agency. Marzo/2008

- Irán
- Argelia
- Qatar
- Venezuela

2.1.2 Características de los hidrocarburos.

Los hidrocarburos son los compuestos orgánicos más simples y forman la base estructural común a todos los demás compuestos orgánicos. Están formados únicamente por átomos de hidrógeno y carbono. Existen dos grupos principales para clasificar a los hidrocarburos: de cadena abierta y cíclicos. En los compuestos de cadena abierta, los átomos de carbono están unidos entre sí formando una cadena lineal que puede tener una o más ramificaciones. En los compuestos cíclicos, los átomos de carbono forman uno o más anillos cerrados.

Por otra parte, los hidrocarburos también se pueden clasificar en saturados e insaturados según la proporción de carbono e hidrógeno que participa en su composición. Los saturados, más ricos en hidrógeno, son muy comunes en la naturaleza, mientras que los insaturados son propios de los petróleos y las resinas vegetales. Según su saturación y según la estructura de sus cadenas los hidrocarburos se clasifican de la siguiente forma: alcanos, alquenos o alquinos.

Los alcanos son los hidrocarburos saturados de cadena abierta. Los primeros cuatro miembros del grupo son gases a presión y temperatura ambiente; los miembros intermedios son líquidos, y los miembros más pesados son semisólidos o sólidos. Los productos del petróleo como la gasolina, el combustible, los aceites lubricantes y la parafina consisten principalmente en

⁷ Diario Kommersant. Moscú. 19/marzo/2007

que varían de los líquidos más ligeros a los

Los alquenos están formados por hidrocarburos de cadena abierta con un doble enlace entre dos átomos de carbono. Los miembros más bajos son gases, los compuestos intermedios son líquidos y los más altos son sólidos. Los compuestos del grupo de los alquenos son más reactivos químicamente que los compuestos saturados.

Por último, los alquinos son los hidrocarburos que contienen un triple enlace entre dos átomos de carbono de la molécula. Son muy activos químicamente por lo que no se presentan libres en la naturaleza.

2.1.3 Estadios técnicos del petróleo y del gas.

2.1.3.1 Exploración.

Sin duda alguna, la etapa de exploración tiene una importancia relevante. De ella se desencadenarán todas las demás, extracción, refinación, etc. Es por esto, que debe ser llevada a cabo de la mejor manera posible.

Los encargados de buscar lugares probables en los cuales pueda haber petróleo son los geólogos. Recorren largas extensiones y usan imágenes satelitales para realizar su tarea. A continuación serán descritos varios procesos usados para tener un dato bien preciso de la ubicación de las trampas de petróleo.

Los métodos gravimétrico y magnetométrico permiten conocer el basamento, el espesor aproximado y los rasgos estructurales de la colina sedimentaria. Si los resultados son positivos, se aplica el uso de la sísmica. El mismo consiste en realizar un tendido de una línea sísmica sobre la superficie, a la que se le conectan ristas de geófonos. Se ubica además un ~~camión~~ camión vibrador, que da golpes en el terreno para emitir ondas sonoras que se propagan en el interior de la tierra. Dichas ondas atraviesan la tierra y al chocar con estratos rocosos

Los pozos son los encargados de recibir esas ondas sísmicas. Éste es interpretado por un geofísico quien determina la localización de las trampas de petróleo, su tamaño y estructura y así proporcionar datos del lugar exacto dónde se debe comenzar la excavación.

Los primeros pozos a excavar son los llamados **pozos exploratorios**. Los mismos tienen la función de determinar el lugar más indicado para comenzar la excavación del pozo mayor, para luego iniciar la extracción a gran escala.

La exploración no sólo es una etapa fundamental para hallar el petróleo, sino que además es muy importante para ver si la trampa localizada es lo suficientemente grande como para justificar la inversión que supone la explotación de la misma.

2.1.3.2 Extracción

Una vez que se encuentra un yacimiento petrolífero hay que encargarse de extraer el crudo. Esto representa una ardua y complicada tarea.

La Extracción, producción o explotación del petróleo se lleva a cabo dependiendo de las características propias de cada yacimiento. Para poner un pozo a producir se baja un tipo de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. El petróleo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como *Tubing*.

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo, por ejemplo gas y agua, este saldrá por sí solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo. Si no existe esa presión, se emplean otros métodos, el más común es un equipo mecánico que mediante un permanente balanceo acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie.

te viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento.

Una vez separado de esos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

El gas natural asociado, como veremos mas adelante, se envía a plantas de captación de gas, en donde es comprimido y luego enviado a las plantas especiales de gas para procesarlo y despacharlo como GLP hacia los centros de consumo, a través de gasoductos y bombonas. El gas que no ha sido separado del crudo en estas estaciones de captación es licuado en las refinerías.

En el caso de yacimientos que contienen únicamente gas natural, como son los yacimientos de la Península de Santa Elena o del Golfo de Guayaquil, se instalan los equipos requeridos para tratarlo (proceso de secado, mantenimiento de una presión alta) y enviarlo a los centros de consumo.

A pesar de los avances alcanzados en las técnicas de producción, nunca se logra sacar todo el petróleo; en el mejor de los casos se extrae el 60 %.

Por tal razón existen métodos de recobro mejorado para lograr la mayor extracción posible de petróleo en pozos sin presión natural o en declinación tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través del mismo pozo productor o por intermedio de pozos paralelos a este.

2.1.3.3 Transporte.

Inmediatamente luego de haber descubierto y explotado una zona petrolífera, el producto se debe enviar rápidamente hacia algún centro de refinamiento o hacia algún puerto de embarque, si es que se quiere exportar. En todos los

osoductos y los buques tanqueros quienes se
o. Los mismos son equipos adecuados para
poder soportar la carga o incluso soportar cualquier tipo de posible accidente,
ya que ambas sustancias son muy inflamables.

Si se desea transportar el crudo hacia alguna mediana o corta distancia se
utiliza un oleoducto. El mismo esta formado por varios tubos de acero unidos
con el fin de llevar el crudo obtenido hacia el punto de refinación (o embarque).

Los ductos en general tienen distintas capacidades de transporte, dependiendo
del tamaño de la tubería. En líneas generales, el diámetro de los ductos varía
entre 150 mm y 1450 mm. Además pueden ser tanto de superficie como
subterráneos, donde alcanzan los 2 m de profundidad. La velocidad estimada
del crudo dentro de los oleoductos es de 5 km. /h.

El oleoducto está formado por varias partes. El mismo debe ser capaz de
atravesar diversas superficies (montañas, llanuras, desiertos, etc.). Es por esto
que es muy complejo y debe ser diseñado por ingenieros. En su inicio, consta
de una estación de bombeo, donde el petróleo es impulsado hacia una estación
que le permite continuar su recorrido sin complicaciones. El mismo, también
cuenta con válvulas, las cuales permiten controlar el paso del crudo y reparar
cualquier complicación que se produzca de emergencia. Por último, el crudo
llega a destino.

Si en lugar de petróleo se busca transportar gas, se utilizan gasoductos, que
son sistemas similares al anterior, pero que transportan únicamente gas.

También existen pozos submarinos. Por lo tanto se necesitan oleoductos
submarinos para transportar el crudo. A medida que aumenta la producción de
petróleo en el mar se van construyendo más oleoductos submarinos. Estos se
tienden con barcazas "tiende tubos" especiales, en las cuales se sueldan los
tramos de tubo de acero antes de colocarlos en el lecho marino. Si el oleoducto
es de pequeño diámetro el tubo puede desenrollarse desde un gigantesco
carrete para tenderlo directamente en el lecho marino, evitándose así la

Cuando se transporta crudo pesado, puede ser enterrado en el oleoducto, para que el petróleo fluya con facilidad. Las tuberías de menor diámetro generalmente se tienden en una trinchera para protegerlas del equipo usado por los buques pesqueros.

Hay también ductos que se dedican a realizar tareas específicas: los poliductos para gasolinas, gases y otros derivados; propanoductos para gas propano, combustoleoductos para combustóleo, etc.

Cuando el crudo o el gas llegan hacia los puertos de embarque se los debe transportar mediante barcos. Al principio el petróleo se transportaba en barriles de madera en buques cargueros (de aquí que la unidad de medida sea el "barril", que equivale a 160 litros). Pero años más tarde, se adoptó la idea de construir buques (tanques flotantes). Así nacieron los buques petroleros. Los mismos eran barcos dotados de compartimentos y sistemas aptos para el transporte de petróleo crudo, gas, gasolina u otros derivados. Las máquinas, los camarotes y el puente de mando generalmente se encuentran en la popa, de esta manera las máquinas y el alojamiento de la tripulación quedan alejados de la carga inflamable. Actualmente, los buques modernos transportan numerosas clases de productos (fuel oil, gasoil, etc.) ya que son muy eficientes y seguros. Los buques tienen grandes capacidades: los mayores pueden almacenar 400.000 toneladas de hidrocarburos mientras que otros buques menores transportan 30.000 TM.

Debido a su gran capacidad (las naves pueden cargar cientos de miles o incluso millones de barriles) y su bajo costo, estos buques son los más utilizados para el transporte de dichas sustancias. En el siguiente cuadro se pueden apreciar los nombres de ductos que transportan distintas sustancias (Tabla 2).

Tabla 2. Tipos de ductos

Sustancia	Forma de transporte
Gas	Gasoducto
Crudo Reducido	Oleoducto
Gasolina	Poliductos
Propano	Propaducto

La refinación es un proceso destinado a separar líquidos solubles por su punto de ebullición.

Luego de la destilación fraccionada o topping se obtiene un material llamado éter de petróleo que también debe ser destilado para su aprovechamiento. El problema es que si se lo destila de la misma manera que el crudo (fraccionada), su punto de ebullición es muy alto y el líquido se quemaría o se evaporaría gran parte del material. La temperatura de descomposición de dicho material es menor que la de ebullición. A los 350° C, las cadenas carbonadas comienzan a descomponerse. Dicha temperatura no alcanza para destilar el material. Por esto se descubrió una solución: la destilación por presión reducida.

La destilación por presión reducida consiste en disminuir la presión a la que está sometido el líquido a destilar (la presión normal es de 760 miligramos de Mercurio, la presión a la que se somete es de 40 miligramos de mercurio aproximadamente), de esta manera, su punto de ebullición también disminuye, y al destilar el material no se pierde por evaporación.

Luego de la destilación por presión reducida se extraen materiales como el gas oil pesado, los aceites lubricantes (tanto livianos, medianos como pesados), el asfalto (brea), la vaselina, la parafina, entre otros.

Muchas veces del petróleo se puede destilar sólo un bajo porcentaje de naftas. Para aumentar dicho porcentaje se utiliza el proceso de destilación secundaria o cracking.

El proceso de destilación secundaria cracking consiste en romper o descomponer hidrocarburos de elevado peso molecular (combustibles como el gas oil y fuel oil), en compuestos de menor peso molecular como son las naftas, en este proceso siempre se libera hidrógeno y además compuestos del

las refinерías de petróleo como un medio de
a a expensas de productos más pesados y
menos valiosos, como el queroseno y el fuel oil.

Existen dos tipos de cracking, el térmico y el catalítico. El primero se realiza mediante la aplicación de calor y alta presión; el segundo mediante la combinación de calor y un catalizador.

En el cracking térmico, las partes más pesadas del crudo se calientan a altas temperaturas bajo presión, esto divide (craquea) las moléculas grandes de hidrocarburos en moléculas más pequeñas, lo que aumenta la cantidad de nafta compuesta por este tipo de moléculas, producida a partir de un barril de crudo. Se usan cargas ligeras líquidas o gaseosas, temperaturas elevadas (800-900 ° C) y presiones bajas. Con el proceso se obtienen principalmente oleofinas a partir de naftas.

En el cracking catalítico las fracciones pesadas como el gas oil y el fuel oil se calientan a 500 ° C, a presiones del orden de 500 atm. en presencia de sustancias auxiliares: catalizadores que agilizan en el proceso, es por estos catalizadores que el proceso lleva dicho nombre.

Dichos catalizadores realizan una acción selectiva que orienta la reacción de ruptura en un sentido perfectamente determinado, con lo que se evitan muchas reacciones secundarias indeseadas. Los procesos catalíticos más conocidos que han suplantado con mucho a los antiguos procesos térmicos son la técnica de lecho fluidizado y la de fluido catalítico, que usan polvos de gel de aluminio-sílice como catalizadores. En el proceso de lecho fluidizado, se pasa el petróleo a través de un lecho estacionario de partículas sólidas; en el proceso de fluido catalítico, las partículas son móviles y están suspendidas en una corriente de vapores de petróleo a una temperatura de 450 ° a 540 °C, y a una presión de 2,4 atmósferas.

La gran ventaja del cracking se puede observar claramente en la siguiente estadística: en 1920, un barril de crudo, que contiene 159 litros, producía 41,5

beno, 77 litros de gasoil y destilados y 20 litros de nafta, un barril de crudo produce 79,5 litros de nafta, 11,5 litros de combustible para reactores, 34 litros de gasoil y destilados, 15 litros de lubricantes y 11,5 litros de residuos más pesados.

Esta simple estadística nos muestra que gracias al cracking la producción de nafta puede aumentar considerablemente.

Para destilar el petróleo se utilizan las conocidas refinerías, estas son enormes complejos donde se somete al petróleo crudo a procesos de separación física en los cuales se extrae gran variedad de sus derivados. Las torres de destilación industrial para petróleo poseen alrededor de 100 bandejas, dentro del petróleo existen varios compuestos de los cuales se obtienen alrededor de 2.000 productos.

La destilación fraccionada se realiza principalmente a base de temperatura, cada sustancia dentro del petróleo destila a distinta temperatura, entonces, a partir de una temperatura fija se obtiene una sustancia predeterminada. Por ejemplo: se calienta el crudo hasta los 100 ° C de donde se obtiene nafta, luego se sigue calentando el petróleo restante para obtener otras sustancias buscadas en temperaturas más altas y así hasta llegar a los 350-400 °C, temperatura en la cual el petróleo empieza a descomponerse. Es por esto que dentro de las refinerías se somete al petróleo crudo a determinadas temperaturas en distintas instancias, de este modo, los componentes se van desprendiendo de una manera ordenada. En el siguiente gráfico se pueden ver distintos derivados (los más importantes) del petróleo:

El petróleo crudo pasa primero por un horno, donde se calienta (hasta un máximo 400 ° C), y se convierte en vapor, pasando luego hacia las altas torres. Una vez en las torres, los vapores ingresan (por debajo) y suben hasta llegar a las bandejas. Mientras los vapores van subiendo, se van enfriando, ya que pierden calor y se depositan automáticamente en sus respectivas bandejas. Luego de entrar en las bandejas, cada sustancia tiene ya su lugar determinado,

eo que no se evaporó (crudo reducido) cae

De esta manera se obtienen: gasóleos, queroseno, turbosina, nafta y gases ricos en butano y propano. Los demás derivados del petróleo se obtienen luego, al realizarse otros procesos químicos al crudo reducido.

Las diferentes torres de destilación se podrían clasificar de la siguiente manera (Tabla 3)

Tabla 3. Procesos de destilación

Proceso	Material Entrante	Producto Final
Destilación al vacío	Crudo reducido	Gasóleos, parafinas, residuos
Craqueo catalítico	Gasóleos, crudo reducido	Gasolina, gas propano
Recuperación de Vapores	Gases ricos de otras plantas	Combustible, gas propano, butano y propileno
Mezclas	Naftas	Gasolina motor, extra y corriente
Unidad de parafinas	Destilados parafínicos y nafténicos	Parafinas y bases lubricantes, azufre, combusteóleo.

En promedio, por cada barril de petróleo que entra a una refinería se obtiene 40 y 50 por ciento de gasolina.

Debido a las grandes exigencias de los motores modernos, los cuales necesitan combustibles con alto poder antidetonante, es necesaria la reformación de la estructura molecular de las naftas.

Las naftas extraídas directamente de la destilación primaria suelen tener moléculas lineales (los átomos de Carbono están dispuestos de manera

tonar por presión. Este efecto es muy nocivo
os cuales necesitan una gran compresión.

Entonces, el reforming se encarga de "reformar" dichas moléculas lineales en ramificadas y cíclicas. Al ser más compactas no detonan por efecto de la presión.

La reformación puede realizarse de dos maneras distintas, mediante calor (lo cual es muy poco usual y se realiza en menor medida; se denomina reformación térmica) o mediante calor y la asistencia de un catalizador (reformación catalítica).

En el reforming catalítico se deshidrogenan alifáticos (alcanos) tanto de cadena abierta como cíclicos para obtener aromáticos, principalmente benceno, tolueno y xilenos (BTX), empleando catalizadores de platino -renio -alúmina. Es de gran importancia para elevar el octanaje en las gasolinas sin aditivos antidetonantes.

En la reformación catalítica el número de átomos de carbono de los constituyentes de la carga no varía, por ejemplo, el ciclohexano se transforma en benceno, no obstante, el proceso es algo más complicado. Es posible convertir ciclohexanos sustituidos en bencenos sustituidos; parafinas lineales como el n-heptano se convierten en tolueno y también los ciclopentanos sustituidos pueden experimentar una expansión en el anillo y convertirse en aromáticos. Cuando se emplean naftas pesadas como carga, se forman metilnaftalenos, al igual que la desintegración catalítica, la reformación catalítica es una reacción a través de iones de carbono.

La hidrodesulfuración es un proceso destinado a eliminar el azufre (que es una impureza contaminante) que se encuentra en el combustible al finalizar todos los tratamientos anteriores, tales como destilación fraccionada, destilación por presión reducida, reforming o cracking.

Este azufre se encuentra combinado formando componentes químicos que, de ser encontrados en los combustibles, en el motor, en el momento de la

al mismo tiempo, al ser expulsados los gases,

Los componentes químicos que se encuentran en el combustible aparecen como anhídrido sulfuroso (SO_2) y anhídrido sulfúrico (SO_3) que luego de la combustión a más de 100°C , se transformarían en ácido sulfuroso ($\text{SO}_3 \text{H}_2$) o ácido sulfúrico ($\text{SO}_4 \text{H}_2$) que son gases no sólo corrosivos, sino que también son los que generan las lluvias ácidas responsables de la destrucción de muchos bosques.

Para eliminar estas impurezas, el combustible es sometido al proceso Hidrodesulfuración, que consta en tratar el combustible en forma combinada con hidrógeno, alta temperatura y catalizadores. De esta manera se obtiene el combustible limpio de impurezas (sin azufre) y un gas llamado ácido sulfhídrico (SH_2).

El catalizador es una sustancia que acelera una reacción formando compuestos intermedios que facilitan que la reacción ocurra y que desaparezca al finalizar la reacción de tal manera que catalizador no se gaste a lo largo de ésta. Un ejemplo de catalizadores puede ser alúmina⁸.

2.1.4 Descripción y características técnicas del gas natural

El gas natural es incoloro, inodoro, insípido, sin forma particular y más ligero que el aire. Se presenta en su forma gaseosa por debajo de los -161°C . Por razones de seguridad, se le añade odorizante (mercaptano), un agente químico que le da un olor a huevo podrido, con el propósito de detectar una posible fuga de gas.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. Otros componentes tales como el CO_2 , el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno

⁸ <http://Escuelas.edu.ar/2002/Buenos Aires/petróleo y gas.com> . Historia del petróleo.

natural. La composición del gas natural nunca puede decir que su componente principal es el

metano (como mínimo 70%).

Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH₄). El metano es altamente inflamable, se quema fácilmente y casi totalmente y emite muy poca contaminación. El gas natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía. Además, por su densidad de 0,60, inferior a la del aire (1,00), el gas natural tiene tendencia a elevarse y puede, consecuentemente, desaparecer fácilmente del sitio donde se encuentra por cualquier grieta.

Es generalmente admitido que el carbono y el hidrógeno contenidos en el gas natural provienen de restos de plantas y de animales que se juntaron en el fondo de los lagos y de los océanos durante millones de años. Después de haber sido cubierto por grandes capas de otros sedimentos, el material orgánico se transformó en petróleo bruto y en gas natural bajo el efecto de la presión ejercida por las capas de sedimentos y el calor emitido por el núcleo terrestre. El petróleo y el gas son entonces expulsados fuera de los esquistos arcillosos marinos en los cuales se habían depositado y de ahí penetran en las rocas sedimentarias porosas. Posteriormente el petróleo y el gas suben a través de la roca porosa, ya que son menos densos que el agua, y llenan los poros. Existen diferentes tipos de "trampas" de petróleo y gas.

El gas natural está presente por todo el mundo, ya sea en los depósitos situados en las profundidades de la superficie terrestre, o en los océanos. Las napas de gas pueden formarse encima de los depósitos de petróleo bruto, o estar atrapadas en el seno de las rocas porosas. El gas es llamado "asociado" cuando se encuentra en presencia de petróleo bruto y "no asociado" cuando se encuentra solo.

l, si el gas natural se enfría a una temperatura condensa bajo la forma de un líquido llamado gas licuado de petróleo (GLP). Un volumen de este líquido ocupa casi 600 veces menos espacio que el gas natural y es dos veces menos pesado que el agua (45% aproximadamente). Es inodoro, incoloro, no es corrosivo ni tóxico. Cuando se evapora se quema solamente en concentraciones del 1% al 15% mezclado con el aire. Ni el GLP ni su vapor pueden explotar al aire libre. Puesto que el gas natural licuado ocupa menos espacio, el gas natural se licua para facilitar su transporte y almacenaje.

El gas natural es considerado como un combustible limpio. Bajo su forma comercializada, casi no contiene azufre y virtualmente no genera dióxidos de azufre (SO₂). Sus emisiones de óxidos de nitrógeno (NO) son menores a las generadas por el petróleo y el carbón. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) son inferiores a la de otros combustible fósiles (según Eurogas emiten 40 à 50% menos que el carbón y 25 à 30% menos que el petróleo).

2.2 Actualidad del gas natural y del petróleo en el Ecuador

En Ecuador las cuencas sedimentarias: Oriente, Guayaquil, registran evidencia de la presencia de hidrocarburos en volúmenes comerciales. El petróleo contenido en ellas alberga simultáneamente dotaciones importantes de gas natural, en especial en aquellas explotaciones donde el petróleo es del tipo medio-ligero de 28 grados API en promedio. Esos yacimientos son explotados desde 1972, en su mayoría por Petroproducción. En superficie el gas natural es separado del petróleo en las estaciones de producción, constituyendo de esa manera la fuente nacional de gas natural.

Petroproducción, contaba a diciembre del 2006 con reservas de más o menos 1,700 millones de barriles de crudo de sus campos en producción (excluyendo las reservas de los campos unificados y marginales), que a una tasa de 170 mil barriles/día, da una relación reservas/producción anual de 27.5 años. Tomando en cuenta un GOR promedio de 300 pies cúbicos (p3) por barril de petróleo,

os campos manejados por Petroproducción de
C.

Las reservas del Bloque 15, a diciembre del 2006, fueron de alrededor de 300 millones de barriles; que, a una tasa de 90 mil barriles día, dan una relación reservas / producción de 9 años. De idéntica manera con un GOR de 300 a 1 tendríamos reservas de gas de 90.000 MMPC.

Para la industria petrolera ecuatoriana en su conjunto, con reservas remanentes de los campos en producción de alrededor de 2.600 millones de barriles a diciembre 2006, de mantenerse los niveles actuales de producción (515 mil bls/día), se garantizaría un período de vida de dichas reservas de aproximadamente 14 años. Las reserva de gas calculándolas de la misma manera serian de 780.000 MMPC.

Las reservas de los campos de Petroproducción aún no desarrollados, suman aproximadamente 1.220 millones de barriles (no se consideran lo crudos extra pesados de Pungarayacu, ni lo crudos menores a 15° del Suroriente); de los cuales, apenas el 8% son crudos medianos y el 92% restante son crudos pesados. Esta composición de las reservas no desarrolladas, muestra que la puesta en producción de las mismas tendrá un alto grado de dificultad técnica y mayores costos, sobre todo en el caso del Complejo ITT, que concentra el 77,5% del total de las reservas probadas de los campos no desarrollados de Petroproducción, por la alta viscosidad de sus crudos y por encontrarse en una área alejada de la infraestructura y ambientalmente sensible. La creciente dificultad de mantener los niveles de producción, se debe a que, la Empresa Petrolera Estatal, cuenta con una infraestructura de producción obsoleta y fragmentada, que le impide contar con información en tiempo real de los procesos productivos, presentando además un alto grado de fragilidad y riesgo para los operadores y el medio ambiente, lo que le impide o dificulta en muchos casos tomar decisiones adecuadas, y adoptar medidas oportunas. Las diferencias permanentes entre las predicciones de producción y la producción real, se debe a la falta de un sistema eficaz de información, a la falta de modelos actualizados de los campos que muestren la caída permanente del

e del agua de formación, y la caída de presión
asos.

El problema con las reservas de gas en nuestro país, es que éste se encuentra disgregado por los diferentes yacimientos del oriente ecuatoriano y no es fácil ni rentable su captación. Por esta razón solamente se ha estado captando gas de los campos mas grandes como son Shushufindi, El Libertador y Sacha.

Una decisión de la DNH, permitió sincerar la producción de Petroproducción, distorsionada por la existencia de recirculadores en varios campos del Distrito Amazónico. Entre los factores externos a la dinámica de los yacimientos, están: los procesos ineficientes de contratación de torres; la falta de plataformas para la perforación de nuevos pozos, por las dificultades en la obtención de las licencias ambientales y/o la falta de acuerdos con los habitantes del sector; los sabotajes frecuentes a los oleoductos secundarios, a las instalaciones eléctricas; las paralizaciones, con afectación a la producción de las comunidades, etc.

Desde los comienzos de la actividad petrolera, Ecuador tuvo la gran oportunidad de aprovechar el gas natural producido en el oriente. Lo hizo en parte, construyendo la Planta de Shushufindi para producir gas licuado de petróleo (GLP), con una capacidad que, en lugar de posibilitar su producción creciente, ha ido quedando gradualmente ociosa por falta de captación del gas venteado y tal vez por falta de las regulaciones efectivas necesarias para evitar la dilapidación de ese recurso. El 80% del GLP consumido se importa, aún cuando las refinerías de petróleo también lo producen pero en cantidades insuficientes. Es así que ese gas importado es necesariamente subsidiado en forma global para que la población de menores recursos pueda acceder a esa fuente energética, que les permite en los usos domiciliarios cocinar, calentar agua e inclusive iluminarse adonde la cobertura eléctrica no llega.

En enero de 1981 se inaugura la planta de gas de Shushufindi y se comienzan a procesar 180 TM de GLP con la captación de 14 MMPCD de gas natural proveniente de los campos petroleros Shushufindi y Aguarico.

primera ampliación que consiste en el montaje de compresores de alta potencia en el Estación de Secoya y la construcción de 42 Km. de gasoductos para captar y transportar el gas y los licuables que se producen en el área del Libertador, en los campos Secoya, Pichincha y Shuara y enviarlos para su procesamiento, permitiendo incrementar la producción de GLP hasta 220 toneladas métricas por día.

En marzo de 1992 entra en operación una segunda ampliación de la planta de gas para procesar 500 toneladas métricas de gas licuado de petróleo por día.

En 1996 entra en operación la Estación Limoncocha, con una captación de gas natural de 2 MMPCD.

En el 2003 entran en operación las Estaciones de Captación de gas Parahuacu y Atacapi del área del Libertador con una captación de 2 MMPCD. Así mismo es ampliada la Estación Aguarico de Petroindustrial⁹.

Desde que se inició la explotación petrolera en la Amazonia ecuatoriana, hemos venido captando y aprovechando el gas que se ha producido en los campos Shushufindi y Aguarico y posteriormente de los campos Limoncocha, Secoya, Atacapi y Parahuacu.

El GLP producido se transporta a través del poliducto Shushufindi-Quito, aunque como se acaba de indicar, a través de todos estos años, se ha venido ampliando la Planta de Gas de Shushufindi y se han estado construyendo diferentes estaciones de compresión de gas, y tomando en cuenta que la producción de este, depende directamente de la producción de petróleo y debido a que no se han rehabilitado muchos pozos petroleros tanto en Shushufindi como en el campo Libertador, ha disminuido considerablemente la

⁹ Petroecuador. Hitos de la Industria Petrolera. Relaciones institucionales de Petroecuador. 2da. Edición. 2005.

Pero también hemos venido quemando y desperdiciando cantidades de gas natural que de otra manera hubiera servido para apaliar de alguna manera las necesidades de abastecimiento de gas de la población nacional.

Se ha realizado el estudio y se ha elaborado el proyecto para poder captar aproximadamente 6 MMPCD del campo Sacha, en las Estaciones de Captación de Gas Sacha Norte, Sacha Centro y Sacha Sur. Este proyecto está firmado por las partes pertinentes y está desarrollándose. Así mismo están elaborados los términos de referencia, para poder captar 2 MMPCD de gas del campo de Sipeca y 0,7 MMPCD del campo Shushuqui del área del Libertador y enviarlo a la estación Secoya y luego a la Planta de Gas Shushufindi. Se está desarrollando el proyecto para poner un tercer compresor en el campo Atacapi, para captar 2 MMPCD. Así mismo se piensa captar 1.5 MMPCD del Bloque 15 de Petroecuador.

2.3 Instalaciones de Petroindustrial

2.3.1 Instalaciones de la Planta de Gas de Shushufindi

La Planta de Gas de Shushufindi está diseñada para procesar diariamente 25 millones de pies cúbicos estándar de gas y 150 galones por minuto de licuables, lo que representa una producción diaria de 500 TM de GLP. La carga gaseosa que llega a la Planta de gas es separada del crudo proveniente de los campos de Petroproducción en las siguientes estaciones de captación: Norte, Sur y Central de Shushufindi y de las estaciones Limoncocha, Secoya, Parahuaco, Atacapi y Aguarico.

La planta es operada por la filial de Petroindustrial. Del GLP obtenido, una parte abastece el consumo de la zona y el resto se envía a través del poliducto a Quito. Su composición básica es de 50% de propano y 50% de normal e isobutano con una mínima cantidad de etano.

apas. La primera, la criogénica, en donde se separan los gases no condensables de la mezcla de líquido y gas natural y, la segunda la separación de butanos y propanos de los hidrocarburos más pesados por medio de la destilación.

En este proceso se aprovechan los subproductos obtenidos, como: gases no condensables, nitrógeno, dióxido de carbono, metano y etano que son empleados como gas combustible en la planta de gas para los turbogeneradores, hornos y turbocompresores. En la refinería Amazonas se aprovechan como combustibles para los hornos y calderos; en Petroproducción se utilizan en los generadores para consumo interno y además es empleado como gas lift (gas inyectado a los pozos) el sobrante es quemado en la tea.

Los principales pasos para la obtención del GLP en la planta de gas son los siguientes.

2.3.1.1 Tren de enfriamiento de carga

Con el objetivo fundamental de reducir la mayor cantidad de agua contenida en la carga, para su posterior eliminación en el separador de entrada, la condensación de su volumen adicional de hidrocarburo se ha dispuesto de un sistema de pre-enfriamiento tanto para el flujo de gas como de líquido proveniente de las estaciones.

2.3.1.2 PRE- enfriamiento de gas de entrada

La carga de gas a la entrada de la planta se enfría inicialmente con un intercambiador de calor mediante la corriente de gas residual a bajas temperaturas.

2.3.1.3 Separador de gas de entrada

El separador de gas es un depósito de acero al carbono dispuesto horizontalmente, su función es la de separar el agua, los hidrocarburos líquidos

sobre presiones, por medio de una válvula de

El agua se separa de los hidrocarburos líquidos y se recoge en una tolva o sumidero situado en la parte inferior del depósito separador.

Para evitar que el agua suba e nivel desproporcionadamente existe un regulador de nivel entre agua e hidrocarburos.

2.3.1.4 Panel de control

En el panel de control se puede ver y tomar acción correctiva en caso de un fallo de toda la planta de gas mediante el cierre o apertura de válvulas, ya sea de forma manual o automática.

2.3.1.5 Filtro separador

El gas de entrada circula a través de un filtro separador antes de pasar al sistema de deshidratación de gas. Su función es de limpieza final del gas de entrada destinada a proteger los tamices moleculares de deshidratación; es un filtro separador vertical, tiene ocho elementos filtrante y reemplazables de fibra de vidrio, en la parte superior o primera etapa y un extractor de neblina de paletas en la parte inferior o segunda etapa. Se ha diseñado para extraer el 98% de todas las gotas de líquido, de 10 micras y mayores, con una eficiencia total de 95%; el gas entra por la parte superior y atraviesa los 8 elementos filtrantes. Dichos elementos tienen extremos libres hasta la sección inferior.

2.3.1.6 Bombas de condensado

Estas bombas están acopladas con líneas de 1 pulgada hace un cabezal común de 2 pulgadas. De retorno del separador, a fin de tener un flujo, mínimo en estas bombas, se han dispuesto válvulas de tres vías.

El gas asociado que entra a la planta debe ser deshidratado hasta el punto de rocío más bajo posible, debido a las bajas temperaturas a las que será finalmente sometido. La humedad que entra a la planta puede llegar a causar taponamientos. La importancia de la deshidratación y de la correcta operación de este sistema es importante por esta razón es completamente automático.

Cada deshidratador ha sido dimensionado para tratar un volumen de gas igual al volumen total de diseño de gas de entrada.

2.3.1.8 Deshidratación de líquidos de entrada

Para la deshidratación de líquido de entrada se dispone de cuatro torres de deshidratación, las dos primeras manejan 50 gpm y 150 gpm. Dos de estas torres están deshidratando y las otras dos están en regeneración.

2.3.1.9 Calentadores de baño de sal para el gas de refrigeración

El calentador del gas de regeneración, es un horno de baño de sales, con cuatro quemadores de gas combustible. Los tubos de humos, están colocados en la sección inferior de la carcasa del calentador y están rodeados por sal líquida.

2.3.1.10 Refrigeración de gas y líquido de entrada

La corriente del líquido de entrada es bombeada desde el separador de gas de entrada a través de los deshidratadores de líquidos.

El gas y el líquido de entrada provenientes de las válvulas de presión con un flujo de 50gpm son divididos en dos corrientes paralelas para pasar a través de los intercambiadores. Las dos corrientes se juntan después para pasar por el intercambiador refrigerado por propano. Esto reduce la temperatura de la corriente gas-líquido de entrada a -40oC resultando un caudal de líquido

2.3.1.11 Desetanizadora

Los líquidos provenientes del intercambiador y de las válvulas de presión se alimentan al desetanizador. Allí, el metano, etano y CO₂, junto con pequeñas cantidades de propano se separan; saliendo por la cima de la torre y saliendo al sistema de gas residual.

La mayor parte del propano, junto con pequeñas cantidades de etano y esencialmente todos los hidrocarburos pesados, fluyen por el fondo del desetanizador a los debutanizadores.

2.3.1.12 Debutanizador

El debutanizador separa el butano y el propano de los hidrocarburos pesados (gasolinas). Por la cima se obtiene el propano-butano GLP, mientras que las gasolinas se separan por el fondo del debutanizador; ambos productos de envían a respectivo almacenaje.

2.3.1.13 Sistema de aceite de calentamiento

Es un sistema cerrado donde el aceite caliente los rehervidores de la detanizadora, los debutanizadores, y vuelven a la aspiración de las bombas.

El sistema proporciona el calor para los rehervidores de la desetanizadora y del los debutanizadores. El aceite de calentamiento es un fluido por bombeo circula a través de dos hornos de gas residual, para alimentar sintético trasmisor de calor¹⁰.

¹⁰ Petroindustrial CIS. Manual de Procesos. 1992.

2.3.2.1 Proceso técnico de captación de gas natural

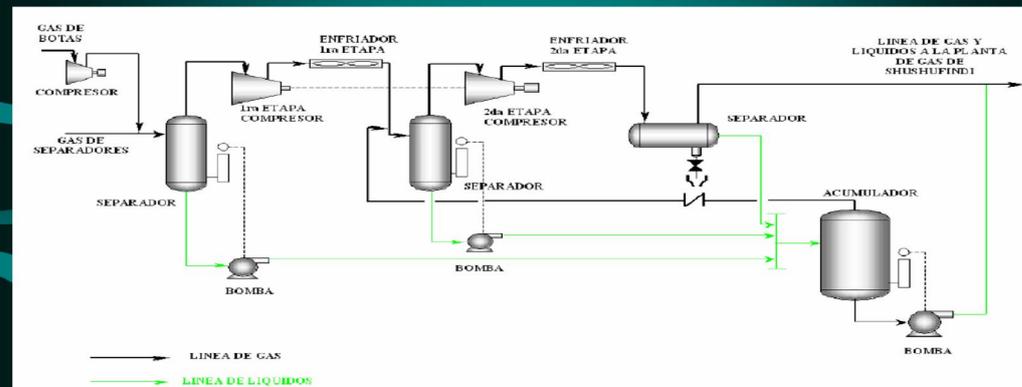
Petroindustrial del CIS utiliza el gas asociado captado, para la producción principalmente de gas licuado de petróleo GLP y de gasolina natural. La captación del gas asociado de formación se lo realiza en los separadores y botas de Petroproducción (Gráfico 1).

Gráfico 1



El gas natural proveniente de los separadores y de la bota del tanque de lavado de Petroproducción pasa a las estaciones de captación de gas de Petroindustrial, a un scrubber vertical que funciona como una columna separadora de líquidos, luego el gas ingresa a los compresores con una presión de 20 psig, para ser descargado a 150 psig en una primera etapa, y luego a 600 u 750 psig en una segunda etapa y así ser enviado a la planta de gas, con el propósito de obtener el GLP (Gráfico 2) gasolina natural y gas residual. Cada etapa tiene un separador vertical.

DIAGRAMA DE FLUJO DE UNA ESTACION DE CAPTACION



El gas natural es comprimido y enviado a la Planta de Gas de Shushufindi mediante el uso de dieciocho (18) compresores, de los cuales nueve (9) se encuentran en Shushufindi, tres (3) en Secoya, dos (2) en Limoncocha, uno (1) en Aguarico, dos (2) en Atacapi y uno (1) en Parahuacu; así como también mediante la utilización de doce (12) unidades recuperadoras de vapor, de las cuales siete (7) están en Shushufindi, dos (2) en Secoya, una (1) en Aguarico, una (1) en Atacapi y una (1) en Parahuacu. Actualmente se captan alrededor de los 12 millones de pies cúbicos.

Además se tiene la Planta de Gas de Secoya, diseñada para procesar alrededor de 7 millones de pies cúbicos de gas, provenientes del campo Libertador y luego ser enviados a la Planta de Gas de Shushufindi.

El gas que se envía a la Planta de Gas proveniente de las estaciones Centro, Sur y Norte de Shushufindi, de Limoncocha, Sacha, Parahuaco, Atacapi y Aguarico es a través de líneas de 6 pulgadas, acondicionadas con válvulas y medidores de caudal. Los líquidos de entrada a la planta de gas, corresponden a los provenientes de la estación Central y Sur de Shushufindi, a través de tuberías de 3 pulgadas y de las estaciones Norte de Shushufindi y Secoya del Libertador a través de tuberías de 2 y 4 pulgadas

Complejo Industrial Shushufindi ingresa como gas Waukesha, para los moto-compresores Ajax, en generación de electricidad de Petroindustrial, Petroproducción, y para combustión de hornos entre otros.

Las marcas de los compresores que tenemos en las estaciones de captación son Dresser Rand, que son accionados por motores Waukesa, motocompresores Ajax, compresores Fuller y Corken que son accionados por motores eléctricos y que se encuentran en las unidades recuperadoras de vapor.

Los licuables o gasolina natural, que se separa en un primer instante en los separadores de Petroproducción y luego en los scrubers verticales de Petroindustrial son transportados por líneas separadas a la planta de gas para incrementar la producción de GLP y un menor porcentaje (pentanos y exanos) de gasolina a la refinería Amazonas. Estos líquidos son transportados por bombas, en caso nuestro las bombas son de marca Wheatley.

En las estaciones el de captación de gas los principales equipos son los compresores.

En la industria hidrocarburífera se usan los compresores para manejar volúmenes de gas a determinadas condiciones de presión de succión y descarga, por ejemplo para manejar volúmenes de gas en el sistema de levantamiento artificial por gas lift, o para transportar el gas rico por líneas a una planta de gas, para extraer compuestos como el GLP, gas residual utilizable en la generación de energía o en combustible para hornos.

2.3.2.1.1 Compresores

Son máquinas de flujo continuo en donde se transforma la energía cinética (velocidad) en presión.

El volumen desplazado por el compresor es menor que el volumen desplazado del cilindro como:

- Caída de presión en la succión.
- Calentamiento del aire de entrada.
- Expansión del gas retenido en el volumen muerto.
- Fugas internas y externas.

Existen algunos tipos de compresores que a continuación se detallan:

Los tipos de desplazamiento positivo son de dos categorías básicas: Reciprocantes y Rotatorios. El compresor reciprocante tiene uno o más cilindros en los cuales hay un pistón o émbolo de movimiento alternativo que desplaza un volumen positivo en cada carrera. Los rotatorios incluyen los tipos de lóbulos, espiral, aspas o paletas y anillo de líquido. Cada uno con una carcasa, o con más elementos rotatorios que se acoplan entre sí, como los lóbulos o las espirales, o desplazan un volumen fijo en cada rotación.

Los compresores reciprocantes abarcan desde una capacidad muy pequeña hasta unos 4 MMPCD. Para equipo de procesos, por lo general, no se utilizan mucho los tamaños grandes y se prefieren los centrífugos. Si hay alta presión y un gasto más bien bajo, se necesitan los reciprocantes. El número de etapas o cilindros se debe seleccionar con relación a las temperaturas de descarga, tamaño disponible para los cilindros y carga en el cuerpo o biela del compresor.

Los tamaños más bien pequeños, hasta unos 100 hp, pueden tener cilindros de acción sencilla, enfriamiento con aire, y se pueden permitir que los valores de aceite en el depósito se mezclen con el aire o gas comprimidos. Estos tipos sólo son deseables en diseños especiales modificados.

Los tipos pequeños para procesos, de un cilindro y 25 o 200 hp, tienen enfriamiento por agua, pistón de doble acción, prensaestopas separado que permite fugas controladas y pueden ser del tipo no lubricado, en el cual el lubricante no toca el aire o gas comprimido. Se utilizan para aire para instrumentos o en aplicaciones pequeñas para gas de proceso.

ara aire o gas son de dos o más cilindros. En cilindros se disponen en forma horizontal y en serie de modo que presenten dos o más etapas de compresión. En las estaciones de captación de gas se tienen 18 compresores de este tipo: 12 compresores Dresser-Rand de 2 etapas y 4 cilindros, los cuales son accionados por motores a gas Waukesha y 6 moto-compresores Ajax. La eficiencia de estos compresores es del 70%. Los compresores están básicamente constituidos por:

- Scruber principal.
- Scruber principal de succión.
- 2 colchones de agua en la primera etapa de compresión.
- Compresor de la primera etapa.
- Inter. Enfriador de la primera etapa.
- Scruber interetapa.
- 2 colchones de agua en la segunda etapa.
- Compresor de la segunda etapa.
- Inter. Enfriador de la segunda etapa.
- Scruber de descarga.
-

Los sopladores, bombas de vacío y compresores rotatorios son todos de desplazamiento positivo, en los cuales un elemento rotatorio desplaza un volumen fijo con cada revolución.

El más antiguo y conocido es el soplador de lóbulos, en el cual dos o tres rotores en forma de ·8· se acoplan entre sí y se impulsan con engranes de sincronización montados en cada eje. Los sopladores de lóbulos van desde muy pequeños, para compresores producidos en serie, desde unos 2ft³/min., hasta los más grandes, para unos 20000 PCMS. Se usan principalmente como sopladores de baja presión, que comprimen el aire o gases desde la presión atmosférica hasta 5 a 7 psig y, algunos hasta 25 psig, en tipos especiales. También se utilizan mucho como bombas de vacío, que son en realidad compresores que funcionan con presiones de succión inferiores a la

descarga iguales a la atmosférica o un poco

El segundo estilo es el de aspas o paletas deslizantes, que tiene un rotor con ranuras, dentro de las cuales se deslizan las aspas hacia dentro y afuera en cada revolución. Las aspas atrapan el aire o gas y en forma gradual reducen su volumen y aumentan la presión, hasta que escapa por orificios en la carcasa. Tenemos 12 unidades de este tipo en las estaciones Sur, Suroeste, Limoncocha, Secoya, Parahuacu, Atacapi y Aguarico. En las industrias de procesos químicos los tipos de lóbulos y de aspas tienen aplicación limitada porque producen presiones bajas y sólo se pueden obtener, en general con carcasa de hierro fundido, que los hacen inadecuados para ciertos gases corrosivos o peligrosos.

Un tercer tipo es el compresor de espiral rotatorio que se utilizan para altas presiones y vienen en tamaños grandes. Están disponibles en estructuras enfriadas por aceite y secas. Sus capacidades van desde unos 50 hasta 3500 PCMS en el tipo inundado por aceite, y de 1000 a 20000 PCMS en los de tipo seco, estos pueden funcionar a velocidades de 10000 a 12000 rpm y con presiones de descarga de 200 a 400 psig, o sea un aumento de 50 psig por carcasa.

Los compresores centrífugos son el tipo que más se emplea en la industria de procesos químicos porque su construcción sencilla, libre de mantenimiento permite un funcionamiento continuo durante largos periodos.

El compresor centrífugo más sencillo es el suspendido, de una sola etapa. Los hay disponible para flujo desde 3000 hasta 150000 PCMS. El impulsor convencional, cerrado o con placas se utilizaría para cargas adiabáticas hasta de unas 12000(ft-lb.)/lb. El impulsor abierto, de álabes radiales producirá mas carga con los mismos diámetros y velocidad, sus variantes, con inductor o alabes tridimensionales producirá hasta 20000(ft-lb.)/lb de carga.

hechos con materiales más resistentes y a aplicaciones especiales como compresores de aire con engranes integrales, para aplicaciones aeroespaciales, en los turbo cargadores para motores de combustión, compresores de carga, etc.

Mantenimiento

Una vez que se ha puesto a funcionar el compresor, hay que seguir un estricto programa de mantenimiento preventivo. Los representantes técnicos, de los fabricantes, especializados en reacondicionar compresores, muchas veces entrenan al personal de la planta en los métodos de mantenimiento. Una importante ayuda para el mantenimiento, a lo cual no siempre se presta mucha atención, son los manuales de operación y mantenimiento que publica el fabricante.

Durante el funcionamiento normal hay que vigilar lo siguiente: flujo de agua de enfriamiento, nivel, presión y temperatura del aceite, funcionamiento de los controles y presión del control, presiones y temperaturas de succión y descarga, ruidos anormales y carga y temperatura del motor.

Es indispensable un registro diario del funcionamiento del compresor, en especial de los de etapas múltiples, para un mantenimiento eficiente. Se debe registrar cuando menos lo siguiente: 1) temperatura y presiones de succión, descarga y entre etapas 2) temperaturas del agua de las camisas de entrada, salida y entre etapas 3) temperatura y presión de aceite para lubricar los cojinetes 4) carga, amperaje y voltaje del motor 5) temperatura ambiente 6) hora y fecha.

Con ese registro, el supervisor puede observar cambios en la presión o temperatura que indican un mal funcionamiento del sistema. La corrección rápida evitara problemas serios más tarde.

Hay que seguir haciendo inspecciones frecuente de la parte abierta de la carcasa entre el cilindro y el depósito de aceite, con una luz negra, para ver si hay contaminación arrastre de aceite del depósito.

La intención fundamental de cualquier programa de mantenimiento es proteger el equipo y prevenirlo de fallas mayores, mantenerlo con una buena disponibilidad y un costo de operación por caballo a un nivel razonable.

Para cada equipo se debe revisar cada aplicación y añadirse las siguientes consideraciones:

- 1) Horas de operación anual
- 2) Condiciones generales de carga y operación
- 3) Importancia de la disponibilidad del equipo
- 4) Fuerza hombre disponible.
- 5) Presupuesto disponible.

Los programas anexos son típicos para moto compresores integrales Ajax a gas operando bajo condiciones normales. Hay que tomar cada programa de mantenimiento, como un recordatorio de los renglones importantes que se deberían incluir en sus programas actuales de mantenimiento. Los intervalos dependerán de sus condiciones de operación y pueden variar de acuerdo a su aplicación bajo condiciones especiales de carga, composición del gas combustible, temperatura ambiente, etc. (Tabla 4)¹¹.

¹¹ Ajax.Manual de motocompresores. 2006.

Tabla 4. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO



Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.

COMPRESORES INTEGRALES A GAS AJAX

Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features

Renglón	Servicio	Diario / Como se requiera	1000	2000	4000	8000	30000
			Horas	Horas	Horas	Horas	Horas
Temperaturas de operación	Cuaderno de operación	X					
Presiones de operación	Cuaderno de operación	X					
Carga & revoluciones	Cuaderno de operación	X					
Succión de aire	Revisar diferencial	X					
Nivel de agua o refrigerante	Revisar	X					
Nivel de aceite lubricante	Revisar	X					
Consumo de aceite lubricante	Revisar	X					
Sistema de inyección de gas combustible	Revisar/añadir fluido	X					
Lubricación de arrancador	Llenar	X					
Alimentación de lubricación forzada	Revisar nivel y rata de consumo	X					
Filtraciones	Revisar/ reparar	X					
Varillaje de control	Lubricar	X					
Tanque de combustible	Drenar líquidos	X					
Bujías	Reemplazar		X				
Sistema de ignición	Revisar/reparar cuando sea necesario		X				
Correas de transmisión de bomba de agua	Revisar		X				
Succión de aire	Limpiar/reemplazar aceite o elemento		X				
Sistema de combustible	Revisar/ajustar presión		X				
Válvulas mezcladoras	Revisar/reparar cuando sea necesario		X				
Sistema de inyección de gas combustible	Revisar/reparar según sea necesario		X				
Válvulas de inyección de gas	Engrasar		X				
Cámaras/cabezotes de fuerza	Retorquear espárragos		X				
Cojinetes del eje del ventilador	Lubricar		X				
Bomba de agua auxiliar	Lubricar rodamientos		X				
Válvulas compresoras	Revisar/ registrar temperaturas		X				
Cámaras de aire de barrido	Revisar/drenar		X				
Depurador de líquidos	Revisar correcta operación		X				
Protecciones de paro del equipo	Probar/ajustar			X			
Aceite lubricante	Analizar.			X			

A DE MANTENIMIENTO (Página 2) COMPRESORES INTEGRALES A GAS AJAX

Renglón	Servicio	Diario / Como se requiera	1000 Horas	2000 Horas	4000 Horas	8000 Horas	30000 Horas
Magneto	Revisar coupling de mando				X		
Cámaras de fuerza	Descarbonizar				X		
Pistones de fuerza	Descarbonizar la corona (tope)				X		
Cilindros de fuerza	Descarbonizar las lumbreras				X		
Enfriador	Revisar tubos aleteados				X		
Cárter de motor	Drenar, limpiar, cambiar aceite					X	
Pernos de biela y principales	Retorquear					X	
Cilindros de fuerza	Descarb., bruñir, registrar, día. Interno					X	
Pistones de fuerza	Descarbonizar, instalar nuevos anillos					X	
Crucetas, pasadores, bushings, etc.	Revisar, registrar mediciones					X	
Termostato de la camisa de agua	Probar elementos					X	
Cables de ignición secundarios	Reemplazar					X	
Magneto	Reemplazar					X	
Packing y raspa aceite de cilindro de fuerza	Reemplazar packing					X	
Manómetros y controles	Reparar según necesidad/calibrar					X	
Diámetro interno cilindro compresor	Limpiar/registrar diámetro interno					X	
Pistones del compresor	Rev. Diámetro interno/instalar anillos					X	
Barra de pistón compresor	Revisar diámetro/alineación					X	
Packing de cilindro compresor	Reemplazar packing					X	
Válvulas compresoras	Reemplazar platos y anillos					X	
Bomba auxiliar de agua	Reparar según sea necesario					X	
Arrancador	Reparar según sea necesario					X	
Pernos de anclaje	Retorquear					X	
Cojinetes de bielas	Revisar el juego					X	
Sellos y empacaduras	Reemplazar						X
Cojinetes de bielas	Reemplazar						X

A DE MANTENIMIENTO (Página 3)

TIPICO PARA MOTO COMPRESORES INTEGRALES A GAS AJAX

Renglón	Servicio	Diario / Como se requiera	1000 Horas	2000 Horas	4000 Horas	8000 Horas	30000 Horas
Cilindro de fuerza	Reparar según sea necesario						X
Pistones de fuerza	Reemplazar según sea necesario						X
Sistema de inyección de gas	Reconstruir Válv., bomba y actuador						X
Válvula mezcladora	Reconst. Y reempl. todas sus partes						X
Layshaft	Revisar y reparar según sea necesario						X
Silenciador	Revisar/limpiar según sea necesario						X
Gobernador	Reparar según sea necesario						X
Alimentación de lubricación forzada	Reparar según sea necesario						X
Diámetro interno de cilindros compresores	Bruñir/reparar según sea necesario						X
Barras de pistón compresor	Reparar/reemplazar según necesidad						X
Caja de empaques de fuerza	Reconstruir/nueva empaadura						X
Válvulas compresoras	Reconstruir/nuevos elementos						X
WP's	Reparar según sea necesario						X
Pistón Compresor	Limpiar/reemplaz. con nuevos anillos						X
Bomba de agua auxiliar	Reconstruir						X
Correas	Reemplazar						X
Depuradores & pilotos	Reconstruir						X
Controles	Revisar/reemplazar según se necesite						X
Reguladores (comustible, procesos, etc)	Revisar/reemplazar según se necesite						X
Válvulas de alivio	Revisar/reparar/calibrar						X
Sobre velocidad	Revisar suiche & pistón						X
Mangueras	Reemplazar todas las mangueras						X

METODOLOGÍA

3.1 Tipo de investigación

La presente investigación por objetivos es de tipo aplicada, por cuanto se trata de solucionar el problema de la escasez de gas en el país, optimizando la captación de gas natural y la producción de GLP.

En cuanto al lugar es de tipo Bibliográfica, por cuanto se han consultado libros, manuales, mapas, diagramas, estudios, Internet. Y de campo porque se han visitado con una lista de observación todas las estaciones de Petroproducción, en donde se está quemando el gas natural, así como las carreteras por donde pasarían las tuberías que conducirían el gas a la Planta de Gas de Shushufindi.

Así mismo la investigación ha sido de Laboratorio, por cuanto se han analizado muestras de gas en el laboratorio, se han hecho cromatografías de los distintos gases que se queman en los mecheros de Petroproducción. (Anexo 4)

Por el método lógico el presente estudio ha sido de carácter Inductivo, por cuanto observando las características de algunos campos donde se quema determinado tipo y cantidad de gas, se ha proyectado a todos los campos con las mismas características, mediante un análisis sintético, analizando el objetivo de estudio para determinar las características y posteriormente volviendo a integrar para encontrar la solución.

De acuerdo al diseño la investigación es de carácter No Experimental, de tipo Longitudinal, por cuanto no se manipulan variables, hemos tomado datos del 1997 al 2007 y con ellos se ha proyectado a 8 años.

Es de orden exploratorio y correlacional por cuanto se trata de tomar datos de los ingresos y egresos para determinar la rentabilidad del proyecto, a través de los indicadores VAN y TIR.

en virtud de que se trabajó con el Universo, en con cromatografías de todas las estaciones.

3.2 Instrumentos

Se elaboró una lista de observaciones+, matriz que ha permitido recolectar los datos sobre la quema de gas en las teas de los distintos campos de Petroproducción, además se levantó un listado con los requerimientos y la infraestructura necesaria para poder construir y desarrollar las distintas estaciones de captación de gas.

Los datos a ser utilizados fueron: tablas de producción diaria de crudo y de la cantidad de gas natural que se quema, las tomas y el análisis en laboratorio de las muestras de gas sobre una lista de observaciones. (Tabla 5)

Tabla 5.
Lista de observaciones

ESTACIONES	OBSERVACIONES
Tapi y Tetete	Toma de muestras de gas para cromatografías
Cuyabeno, Sansahuari, VHR	Toma de muestras de gas para cromatografías Observación de infraestructura Acopio y comprobación de planos Medición de terreno y kilometraje entre estaciones, Y de Harber y Planta de Gas
Cononaco, Auca Central, Yuca, culebra	Toma de muestras de gas para cromatografías Observación de infraestructura Acopio y comprobación de planos Medición de terreno y kilometraje entre estaciones, Estación Sacha y Planta de Gas

La presente investigación es un estudio analítico de productividad en la captación de gas natural, en los campos donde no se lo aprovecha

ara el costo beneficio de esta estrategia, para

Para validar el problema e incluir los criterios adicionales sobre sus causas, se ha revisado y analizado información bibliográfica, datos históricos de Petroindustrial, de Petroproducción, de Petrocomercial y de Petrobras, se han escuchado comentarios de los funcionarios responsables; así como se han revisado los estudios de diagnóstico de la problemática de la zona nororiental, en relación con la caída sistemática de la producción de crudo por parte de Petroproducción, así como la baja captación de gas natural y de gasolina natural por parte de Petroindustrial. Este procedimiento permitirá ampliar el ámbito de la investigación.

En cuanto a la captación de gas de otros campos petroleros de Petroproducción que queman menos de 0.8 MMPCD, como son: Anaconda, Auca Central y Sur, Cononaco, Culebra, Rumiyaçu, Yuca, Culebra, Tetete, Tapi, Frontera, Lago Agrio y Guanta se procedió a revisar la cantidad de gas que se quema en sus respectivas estaciones de producción, así como a hacer pruebas de laboratorio del gas y determinar si es conveniente o no para su explotación. Los análisis químicos del gas que se quema en Tetete y Tapi arrojaron resultados negativos para su explotación, así por ejemplo el gas de Tetete contiene casi el 70% de CO₂ y un bajo contenido de propanos y butanos. De igual manera el gas de Tapi contiene el 61% de CO₂, aunque el contenido de propanos y butanos es moderado.

Cabe indicar que nunca se han hecho estudios sobre estos campos de baja producción de gas natural, siempre se ha supuesto que no es rentable su captación.

Los campos que queman más de 0.8 MMPCD como son Cuyabeno, Sansahuari y VHR, así mismo de Petroproducción también son objetos de este estudio, por cuanto para su construcción y operación se aprovecharía la infraestructura existente en la estación Secoya, que es la misma que se

e las estaciones Tetete, Tapi y Frontera, como

No se ha hecho el estudio del Bloque 15 de Petroproducción, por cuanto Petroindustrial ya se ha planteado realizarlo lo antes posible.

Se analizaron los reportes y cromatografías del campo Palo Azul de Petrobras, en donde el promedio de gas natural que se quema es de 12 MMPCD, pero de acuerdo a los mismos análisis cromatográficos del último año, el porcentaje de contenido de CO₂ es del 80% y además Petrobras ha instalado calderos para el aprovechamiento de este gas y la generación de energía eléctrica; en vista de lo cual se descartó la captación del gas natural. (Anexo 5)

Esta medida tiene como objetivo lograr un mayor aprovechamiento del gas natural asociado, pues resulta evidente la necesidad de optar por un empleo más racional de un recurso de carácter agotable como el gas natural, cuyos beneficios podrían expresarse en dos sentidos: la disminución de las importaciones de GLP, con el consiguiente ahorro de divisas para el país y la reducción de las emisiones atmosféricas derivadas de la quema o venteo del gas asociado. Para alcanzar los objetivos, se realizará una investigación de campo utilizando instrumentos como la observación, el análisis y la comprobación en el laboratorio.

De acuerdo a estimaciones realizadas en base a estudios técnicos ejecutados, el potencial de recuperación de GLP de estos campos sería de más de 70 toneladas por día (TPD), obteniendo como producto secundario un total de 50m³/día de gasolina natural, caudal que puede ser transportado para su procesamiento en las refinerías. Con este volumen de producción de gas licuado, se podría solucionar en parte la demanda de este combustible, lo cual como se mencionó, representaría un importante ahorro de divisas por concepto de sustitución de importaciones.

El aprovechamiento del gas natural de petróleo es de grandes volúmenes de gas no aprovechado, producen un grave impacto ambiental, de manera especial en lo que se relaciona a la emisión de gases de efecto invernadero, pues es bien conocido que la quema de gas natural es una importante fuente de generación de metano y dióxido de carbono, entre los gases más representativos.

El principio del efecto consiste en que algunos de los vestigios de los gases de este tipo que permanecen en la atmósfera absorben parte de la radiación re-emitida por la superficie de la tierra. Estos gases, principalmente vapor de agua (H₂O), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) y ozono (O₃), actúan juntos como una capa atmosférica transparente que permite que la luz del sol caliente la tierra, pero capturan radiación infrarroja (calor) que esta emite hacia el espacio.

3.3 Estudio planteado

Se hizo el estudio de la cantidad de gas que se quema en los siguientes campos petroleros: Anaconda, Frontera, VHR, Sansahuari, Cuyabeno, Auca Central, Auca Sur, Culebra, Yulebra, Yuca, Cononaco, Rumiyacu, Lago Agrio, Guanta y se obtuvo el total de gas asociado que se puede captar¹². (Tabla 6).

Tabla 6.
Total estimado de gas asociado que se puede captar

CAMPO	MMPCD DE GAS QUE SE PUEDEN CAPTAR
Lago Agrio	0.508
Guanta	0.320
Frontera	0.130
Cuyabeno	2.500
Sansahuari	0.700
VHR	1.200
Anaconda	-
Auca Central	0.450
Auca Sur	0.170
Cononaco	0.450
Culebra	0.120
Rumiyacu	-
Yuca	0.500
culebra	0.350
TOTAL	7.40

¹² Petroproducción. Balance de Gas. Ingeniería de Petróleos. Quito. 2006-2007.

Tabla 5, se podría captar gas de los campos i, VHR, Auca Central, Auca Sur, Cononaco, Culebra, Yuca, Culebra, Lago Agrio y Guanta de Petroproducción. En los campos Anaconda y Rumiycu prácticamente no existe gas.

El total de gas quemado en estos campos es de 7.40 MMPCD de gas, tomando en cuenta un factor de compresibilidad de 0.70 se tendría una descarga de los compresores de las estaciones de captación de 5.18 MMPCD de gas comprimido, que es el mismo que sirve de carga para la planta de gas y que representaría más de 70 TM de GLP.

Tomando en consideración la ubicación geográfica y las características de cada campo, se ha establecido una distribución de las estaciones de recuperación de gas natural de acuerdo al siguiente esquema:

En el Campo Libertador se procesarán los flujos de gas natural y gasolina natural o licuables provenientes de los campos ubicados al norte de éste (Frontera, V.H.R., Sansahuari y Cuyabeno), conjuntamente con el gas natural y licuables que se están recolectando en las estaciones del propio campo (Secoya, Pichincha y Shuara).

En la Estación Frontera, que se encuentra a 36 Km de la Estación Secoya se queman 0.130 MMPCD, pero este gas es insignificante para poderlo captar y se lo podría despreciar.

En la Estación VHR, que se encuentra a 112 Km se captarían 1.180 MMPCD, en la Estación Sansahuari que se encuentra a 82 Km de la Y de Harbert se captarían 0.750 MPCD y en la Estación Cuyabeno, que se encuentra a 70 Km de la Y de Harbert se captarían 2.500 MMPCD. Los flujos provenientes de éstas 3 estaciones a través de una línea de 4+ y 6+ se unirían en la Y de Harbert a los flujos del campo Secoya y serían conducidos conjuntamente a través de la línea de 6+hasta la Planta de Gas de Shushufindi, (Gráfico 3).

En la zona sur, pueden ser recolectados los volúmenes de gas y líquidos de los campos situados alrededor del campo Auca (Cononaco, Auca Central, Yuca,

en Sacha 1, la cual se está construyendo. Todo el gas será enviado desde la Estación Sacha1 a la

Planta de Gas a través de la Estación Limoncocha conjuntamente con el gas comprimido producido en éstos dos campos y que es de un volumen de 6 MMPCD. El gas que se quema en los campos Auca Sur y Culebra es insignificante y sería despreciado.

En la Estación Cononaco, que se encuentra a 119 Km de Sacha Norte 1, se captarían 0.460 MPCD, en la Estación Auca Central que se encuentra a 70 Km de Sacha Norte 1 se captarían 0.400 MMPCD, en la Estación Yuca que se encuentra a 70 Km de Sacha Norte 1, se captarían 0.530 MMPCD y en la Estación Yulebra que se encuentra a 53 Km de Sacha Norte 1, se captarían 0.380 MMPCD. Se desecharía el gas que se quema en la estaciones Auca Sur y Culebra por ser relativamente insignificante.

Desde la Estación Cononaco hasta la Estación Auca Central son 49Km de distancia y se tendería una línea de 4+, desde la Estación Auca Central hasta la altura de la Estación Anaconda, donde lastimosamente la quema del gas es insignificante, son 21 Km y la línea a construirse sería así mismo de 4+, en este sitio se uniría con la línea de 4+ que transportaría el gas y los líquidos provenientes de los campos Yuca y Yulebra. La distancia entre el campo Yuca y el campo Anaconda es de 21.6 Km, la distancia desde el campo Yulebra al campo Anaconda es de 4.4 Km, la distancia entre la Estación Anaconda y la Estación Norte1 es de 48.5 Km y la línea a construirse debería ser de 6+, desde la Estación Norte1 hasta Limoncocha la distancia es de 23.9 Km y la línea que se está construyendo es de 6+ (Gráfico 4).

Finalmente, deberían construirse estaciones de captación de gas y líquidos en los campos Lago Agrio y Guanta y enviarse estos productos hasta la Estación Aguarico, para después ser transportados a la Planta de Gas de Shushufindi. (Gráfico 5).

La distancia entre la estación Lago Agrio y la Estación Guanta es de 23.6Km y entre la Estación Guanta y la Estación Aguarico es de 20 Km. En la Estación



*Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.*

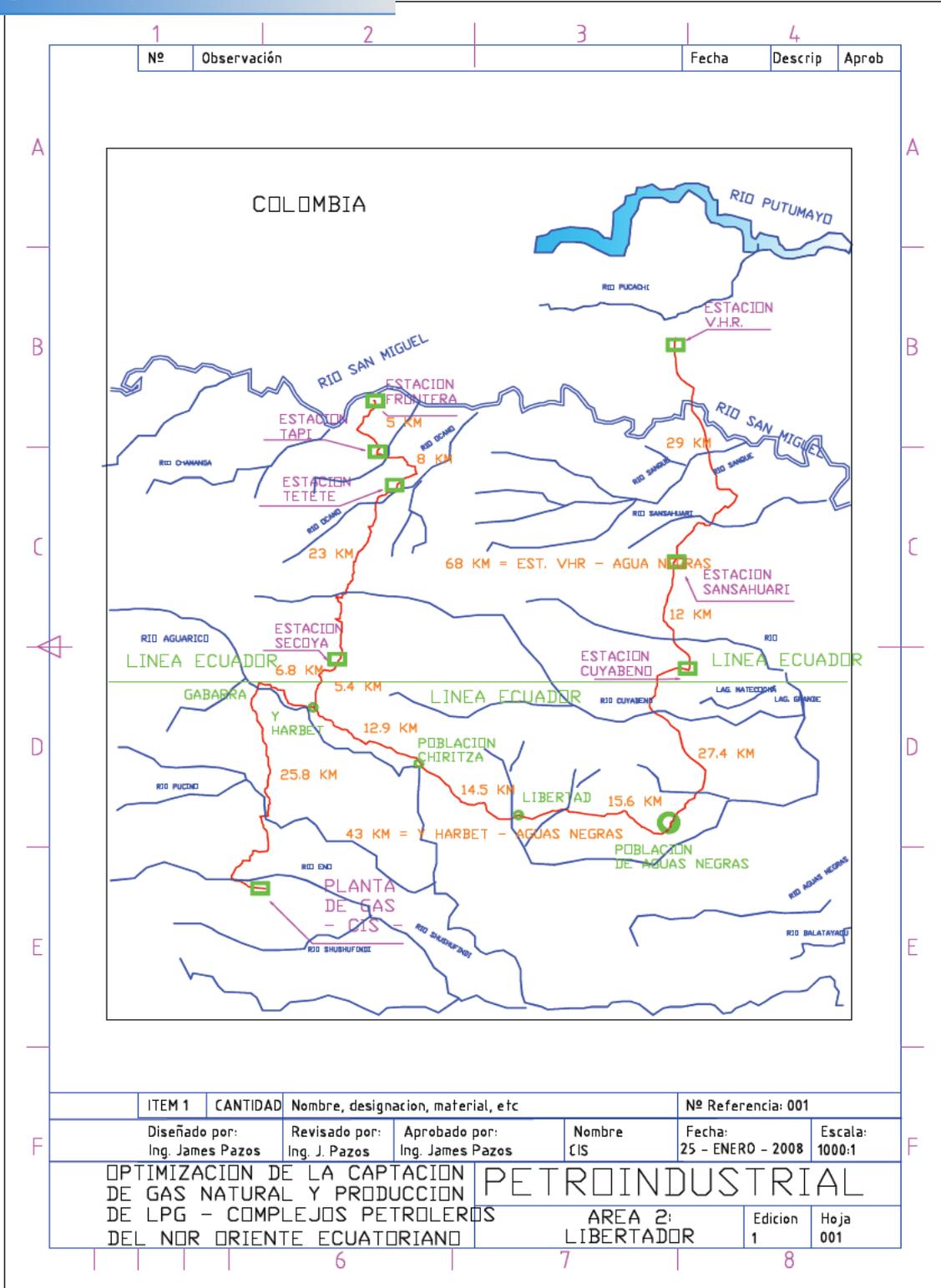
[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

500 MMPCD y en la Estación Guanta 0.300
debería ser de 4+.

Tanto el crudo como los licuables serán transportados a la Planta de Gas de Shushufindi por un solo tubo y en la planta serán separados los licuables y enviados a la refinería para su procesamiento como gasolina natural.

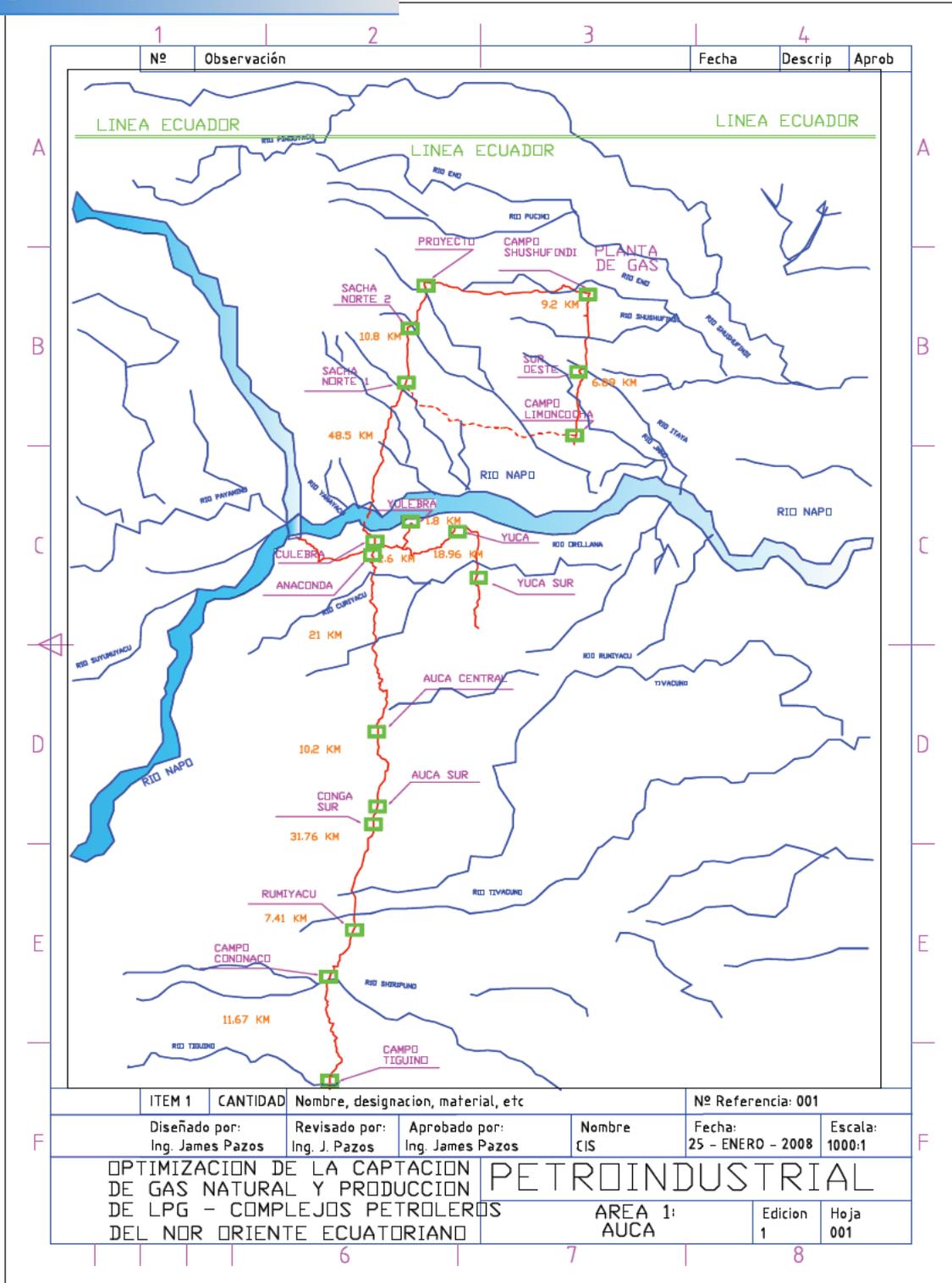
El gas comprimido, que es el que se entregaría a la planta, es el 75% del gas captado en las estaciones a construirse, debido a la disminución de su volumen por efectos del fenómeno de la compresibilidad.

irse desde las estaciones: VHR, **ŕi de Harbet,**

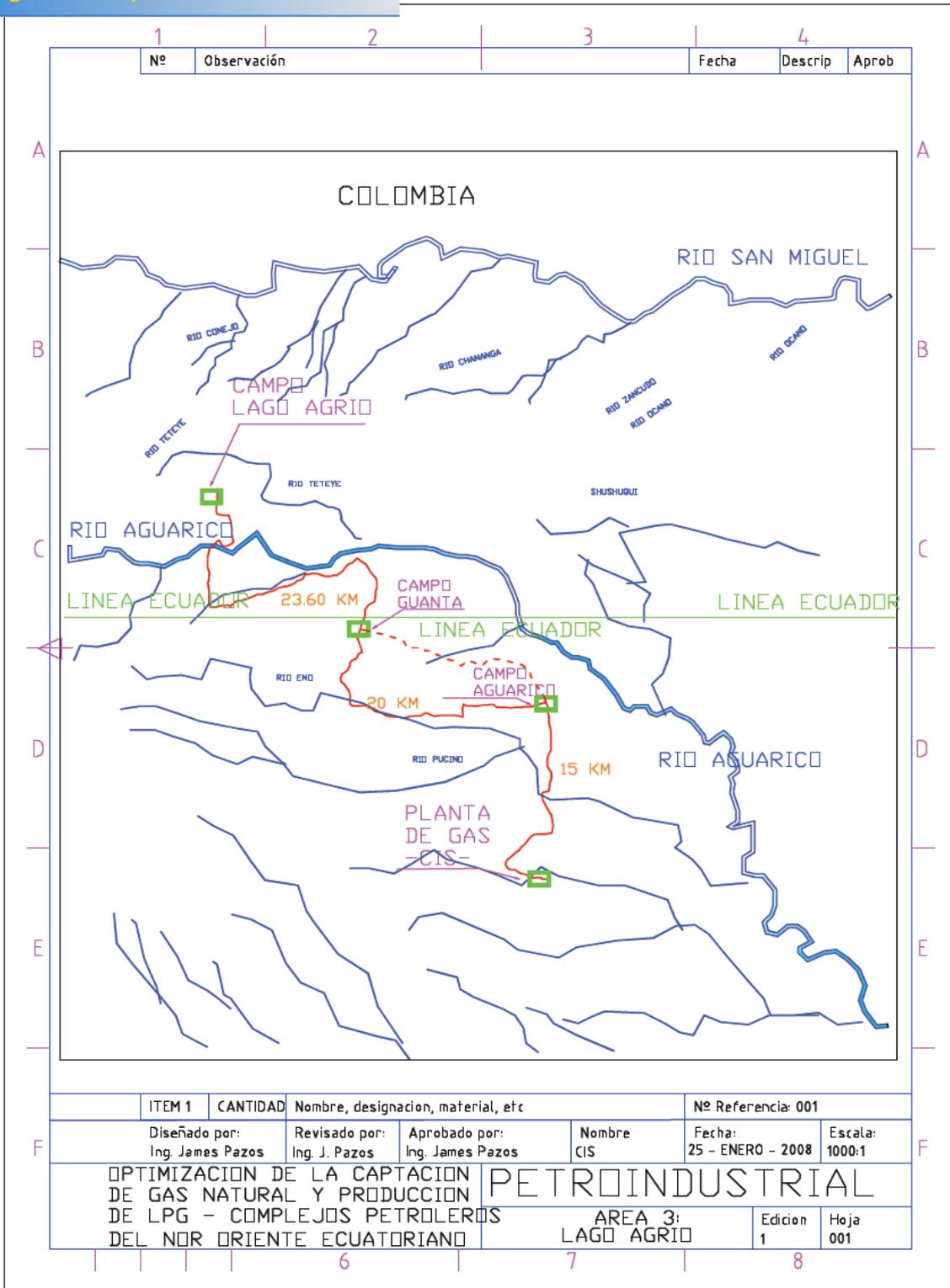


Gasoducto a construirse

irse desde las estaciones: Cononaco, i Planta de Gas



 Gasoducto a construirse



Gasoducto a construirse

En cuanto a las locaciones para las estaciones de captación de gas, éstas se las construirá junto a las estaciones de Petroproducción ya existentes, que es en donde se separan el crudo, el gas y el agua.

Estaciones de Captación de Gas de Petroindustrial, es necesario proceder a investigar el tipo de suelo de los lugares donde se implantarán las obras, para determinar el tipo de cimentación más segura y económica a construirse para cada equipo a instalarse.

Con la información y recomendación del estudio de mecánica de suelos sobre la cimentación más económica y técnica que garantice la estabilidad de la estructura de los equipos, la Contratista realizará la Ingeniería de Detalle (Cálculo y diseño estructural) de las cimentaciones y facilidades de las estaciones.

Una estación de captación de gas tipo+, tendría un área de 70 mts por 50 mts. El plan general de ubicación de skids del equipo principal de compresión de alta y baja presión y auxiliar de los sistemas de bombeo de líquidos de alta y baja presión, de aire de instrumentos y de inyección de químicos, sistema de filtrado de gas a la carga de compresores reciprocantes y al sumidero en la Estación de incidencia del Proyecto.

De todas las estaciones que se seleccionaron para el presente estudio, solamente la Estación Cuyabeno contaría con dos 2 skids completos de compresores reciprocantes AJAX o similares de 2 etapas que incluyen scrubbers de descarga para captar gas desde los separadores de Petroproducción a una presión de succión de 20 PSIG y descargar a una presión de 785 PSIG, los compresores serían de 0,9 MMPCD cada uno y estarían trabajando en paralelo.

La Estación VHR contaría con un skid completo de compresión de 0,9 MMPCD, marca AYAX o similar y la Estación Sansahuari también contaría con un skid completo de compresión de 0,6 MPCD, marca AJAX o similar.

Las Estaciones Lago Agrio, Auca Central, Cononaco, Yuca y Yulebra contarían con un skid de dos compresores de 0,4 MPCD cada uno, el uno de baja presión y el otro de alta presión que trabajarían en serie+. El de baja presión

res de Petroproducción a una presión de 20 una presión de 150 PSIG, el compresor de alta presión trabajaría con 150 PSIG de succión y 750 PSIG de descarga. La marca de estos compresores pudiera ser Corken o similar.

La Estación Guanta contaría con un skid de 2 compresores de 0,2 MMPCD cada uno, de marca Corken o similar. Todos estos compresores son de 2 etapas y trabajarían en serie e incluyen scrubbers de succión, interetapa y de descarga que sirven para captar gas desde los separadores de Petroproducción a una presión de succión de 20 PSIG y descargar a una presión de 150 PSIG. El compresor de la segunda etapa captaría el gas de la primera etapa a una presión de 150 PSIG y descargaría a una presión de 750PSIG.

La fabricación y montaje de los skids completos de instalaciones e instalaciones auxiliares, incluyen suministro de equipos y componentes (tubería y fittings) del sistema de compresión de gas, del sistema de filtrado de gas de carga a través de un filtro PECO, de los sistemas de bombeo de líquidos de alta y baja presión, del sistema de aire de instrumentos, del sistema de inyección de químicos y la provisión y montaje del sistema de detección de flama, gas y humos en las áreas de proceso y sistemas de contra incendios.

En cuanto a la distribución del personal de operación y mantenimiento que trabajaría en las nuevas estaciones de captación de gas, con sus respectivas herramientas de trabajo como son vehículos y radios podemos argumentar lo siguiente:

En el ramal de las Estaciones VHR, Sansahuari y Cuyabeno así mismo del campo Libertador, contaríamos por la distancia solamente para la Estación VHR con 3 operadores electromecánicos y un vehículo con su radio. Para las Estaciones Sansahuari y Cuyabeno con 6 operadores, 2 mecánicos, 2 ayudantes de mecánica, 2 tecnólogos instrumentistas, 2 eléctricos y un vehículo con su radio.

Cononaco y debido a la distancia, contaríamos con 3 operadores y un vehículo con su radio. Por la misma razón para la Estación Auca Central tendríamos 3 operadores electromecánicos y un vehículo con su radio. Para el mantenimiento y operación de las Estaciones Yuca y Yulebra deberíamos contar con 6 operadores, 2 mecánicos, 2 ayudantes de mecánica, 2 tecnólogos instrumentistas, 2 eléctricos y un vehículo con su radio.

En caso de que la rentabilidad en la captación de gas natural, en los campos descritos anteriormente sea negativa, se tiene previsto analizar otras alternativas para incrementar la producción de GLP, como son su procesamiento y el procesamiento de la gasolina en las plantas modulares móviles traídas de Estados Unidos o Canadá.

3.4 Rentabilidad del Proyecto

La comprobación de la rentabilidad del proyecto y la recopilación de datos se realizaron a través del análisis de los cuadros de ingresos y egresos del proyecto, de la evaluación costo/beneficio de la inversión, del análisis del TIR y el Van, del Payback y del rendimiento.

A través de una proyección de valores que responden a la pregunta directriz general de la presente investigación: ¿Es rentable la implementación del proyecto para la captación de gas natural en las Estaciones del nororiente ecuatoriano?+

3.4.1 Tabulación de resultados

En el (Anexo 6) se adjuntan los cuadros de los Ingresos y Egresos. En la parte correspondiente a los Ingresos se detallan los MMPCD recuperados, las TMD producidas, el costo de la TM y el total de dinero diario y anual (dinero que se ahorraría el país por la no importación de GLP). El precio de la tonelada métrica se ha establecido en \$1000, suponiendo que para los próximos 10

le petróleo se mantenga en un promedio de

En la parte pertinente a los Egresos hemos detallado todos los materiales, equipos, tuberías y accesorios, mas la mano de obra que se emplearán en la construcción de las líneas de flujo y estaciones de captación de gas. Se tomaron como referencia los costos establecidos en los últimos contratos para los sistemas de compresión y recuperación de GLP, como por ejemplo el contrato de captación de gas de Sacha, actualizado al año 2008. El rubro más alto, que pertenece a los costos de la tubería corresponde a valores actuales, esto es: \$45 para diámetro de 3 pulgadas, \$52,27 para diámetro de 4 pulgadas y \$73,09 para 6 5/8 pulgadas.

Los costos de operación en las estaciones se tomaron del contrato que actualmente Petroindustrial mantiene con la compañía Proinpetrol.

Para hacer rentable la captación de gas, en el presente trabajo se han dividido los campos de producción de petróleo y gas en tres grupos, el primero está conformado por las áreas Cuyabeno, Sansahuari y VHR (Libertador). El segundo está conformado por las áreas Cononaco, Auca Central, Yuca y culebra (Bloque Sur). El tercero está conformado por las áreas Lago Agrio y Guanta (Lago Agrio).

A fin de proyectar los volúmenes de producción, se estableció una tasa de declinación de los campos del orden del 3% anual. Es posible que algunos de estos campos presentan tasas mayores de agotamiento, pero debe considerarse también que, a futuro, podrían realizarse inversiones provenientes del sector estatal (para recuperación mejorada), bajo los esquemas de contratos de prestación de servicios de campos marginales, con lo que varios yacimientos incluso aumentarían su nivel de producción.

Con todos estos parámetros, se calcularon los costos de inversión inicial y de operación y mantenimiento anual para cada campo, así como los beneficios

valor de los productos generados durante el

Dadas las reservas de cada una de las zonas, al campo Libertador se lo considera el más importante al preverse una producción de divisas, para el período de diez años, equivalente al 69,2% de la totalidad del proyecto. La producción de este campo permitirá el cubrimiento de las inversiones requeridas para el resto del proyecto.

Se requerirá una inversión inicial (año 0) de 561 mil 783 dólares, con los cuales se cubrirán los costos del primer año del campo Libertador, destinados a la construcción y montaje de la infraestructura de la primera fase del proyecto.

La inversión será devuelta mediante tres pagos a partir del primer año de producción (año 4), reconociendo para el efecto un valor del 2,8% de inflación anual. El total a ser devuelto alcanza los 12 millones 846 mil 377 dólares con 78 centavos.

3.4.1.1 Presupuesto de inversiones y gastos

3.4.1.1.1 Detalle de las inversiones y depreciaciones

Las inversiones del presente proyecto corresponden a la obra civil, obras mecánicas, obras eléctricas y obras electrónicas cuyo detalle de desembolso se indica a continuación (Tabla 7):

Costo de inversiones y gastos

		Año 1	Año 2	Año 3
	0	312.556,00	345.516,00	-
Obras Mecánicas	-	7.352.419,00	1.537.448,00	2.964.898,00
Obras Eléctricas	-	369.298,00	150.000,00	184.650,00
Obras electrónicas	-	269.917,00	125.000,00	148.459,00
TOTAL	561.783,00	8.304.190,00	2.157.964,00	3.298.007,00

PROYECTO SUR	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Obras Civiles	233.200,00	233.200,00	233.200,00	233.200,00	
Obras Mecánicas		2.238.738,00	1.797.878,00	1.591.247,00	3.329.183,00
Obras Eléctricas		140.000,00	140.000,00	140.000,00	140.000,00
Obras electrónicas		120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
TOTAL	233.200,00	2.731.938,00	2.291.078,00	2.084.447,00	3.589.183,00

PROYECTO LAGO AGRIO	Año 5	Año 6	Año 7
Obras Civiles	233.200,00	233.200,00	
Obras Mecánicas		1.933.780,00	1.685.608,00
Obras Eléctricas		140.000,00	140.000,00
Obras electrónicas		120.000,00	120.000,00
TOTAL	233.200,00	2.426.980,00	1.945.608,00

Las cantidades están expresadas en dólares.

Estas inversiones determinarán las depreciaciones para efectos de cálculo de las utilidades en el estado de resultados.

Las tablas 8, 9 y 10 muestran las depreciaciones que inciden en la utilidad, considerando valor residual cero y vidas útiles de:

- Obras civiles: 20 años
- Instalaciones mecánicas: 10 años
- Instalaciones eléctricas: 10 años
- Instalaciones electrónicas: 10 años

Proyecto Libertador

Tabla 8.

PROYECTO LIBERTADOR	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Obras Civiles	28.089,15	43.716,95	60.992,75	60.992,75	60.992,75	60.992,75	60.992,75	60.992,75	60.992,75	60.992,75
Obras Mecánicas		735.241,90	888.986,70	1.185.476,50	1.185.476,50	1.185.476,50	1.185.476,50	1.185.476,50	1.185.476,50	1.185.476,50
Obras Eléctricas		36.929,80	51.929,80	70.394,80	70.394,80	70.394,80	70.394,80	70.394,80	70.394,80	70.394,80
Obras electrónicas		26.991,70	39.491,70	54.337,60	54.337,60	54.337,60	54.337,60	54.337,60	54.337,60	54.337,60
GASTO DEPRECIACIÓN	28.089,15	842.880,35	1.041.400,95	1.371.201,65	1.371.201,65	1.371.201,65	1.371.201,65	1.371.201,65	1.371.201,65	1.371.201,65

3.4.1.1.3 Depreciaciones Proyecto Sur

Tabla 9.

PROYECTO SUR	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Obras Civiles	-	-	11.660,00	23.320,00	34.980,00	46.640,00	46.640,00	46.640,00	46.640,00	46.640,00
Obras Mecánicas	-	-	-	223.873,80	403.661,60	562.786,30	895.704,60	895.704,60	895.704,60	895.704,60
Obras Eléctricas	-	-	-	14.000,00	28.000,00	42.000,00	56.000,00	56.000,00	56.000,00	56.000,00
Obras electrónicas	-	-	-	12.000,00	24.000,00	36.000,00	48.000,00	48.000,00	48.000,00	48.000,00
GASTO DEPRECIACIÓN	-	-	11.660,00	273.193,80	490.641,60	687.426,30	1.046.344,60	1.046.344,60	1.046.344,60	1.046.344,60

3.4.1.1.4 Depreciaciones proyecto Lago Agrio

Tabla 10.

PROYECTO LAGO AGRIO	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Obras Civiles	-	-	-	-	-	11.660,00	23.320,00	23.320,00	23.320,00	23.320,00
Obras Mecánicas	-	-	-	-	-	-	193.378,00	361.938,80	361.938,80	361.938,80
Obras Eléctricas	-	-	-	-	-	-	14.000,00	28.000,00	28.000,00	28.000,00
Obras electrónicas	-	-	-	-	-	-	12.000,00	24.000,00	24.000,00	24.000,00
GASTO DEPRECIACIÓN	-	-	-	-	-	11.660,00	242.698,00	437.258,80	437.258,80	437.258,80

La fórmula de cálculo para la depreciación es:

$$\text{Depreciación Anual} = \frac{\text{Valor actual} - \text{Valor Residual}}{\text{Vida Útil}}$$

orma

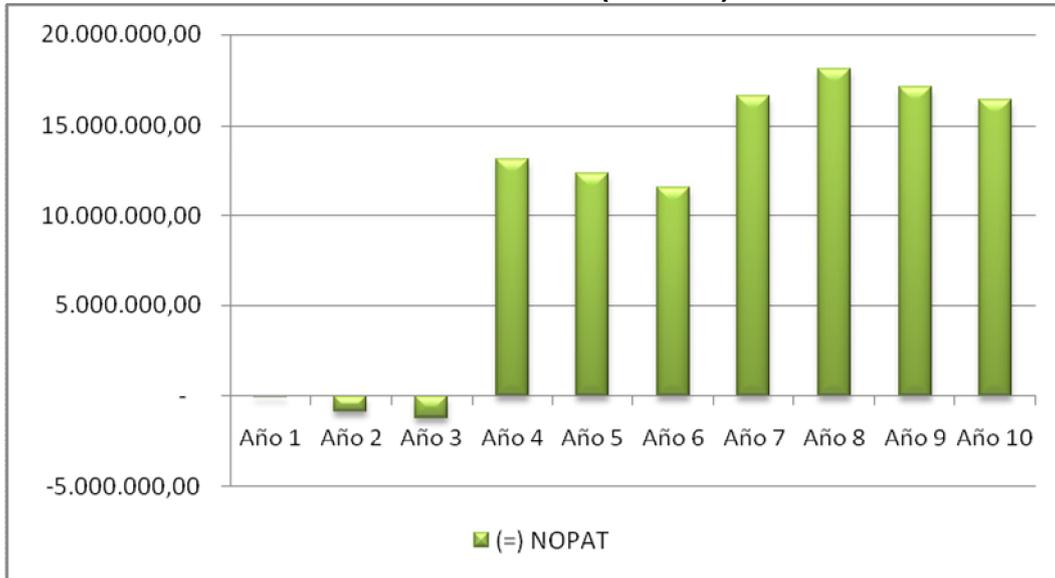
El estado de resultados es un informe financiero que muestra los ingresos, los gastos y el resultado de una empresa o negocio, ya sea como beneficio o pérdida, durante el periodo contable. Para el estado de resultados no se considera impuesto a la renta por ser inversión estatal, ni 15% de participación laboral ya que este rubro corresponde a la empresa privada. Para la proyección de costos se consideró un 2,8% de inflación anual proyectada por el Banco Central del Ecuador. A continuación se presenta el estado de resultados pro forma (Tabla 11)

Tabla 11. Estado de resultados

CONCEPTO	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos por producción de gas	-	-	-	15.014.160,00	14.563.735,20	14.126.823,14	19.962.698,45	21.949.337,50	21.290.857,37	20.652.131,65
Libertador				15.014.160,00	14.563.735,20	14.126.823,14	13.703.018,45	13.291.927,90	12.893.170,06	12.506.374,96
Sur							6.259.680,00	6.071.889,60	5.889.732,91	5.713.040,92
Lago Agrio								2.585.520,00	2.507.954,40	2.432.715,77
(-) Gasto operacional anual	30.089,15	844.880,35	1.205.060,95	1.950.595,45	2.296.560,85	2.635.121,64	3.360.893,29	3.875.072,26	4.203.639,74	4.241.407,11
Libertador			150.000,00	304.200,00	432.717,60	444.833,69	457.289,04	470.093,13	483.255,74	496.786,90
Sur						120.000,00	243.360,00	400.174,08	561.378,95	577.097,56
Lago Agrio								150.000,00	304.200,00	312.717,60
(-) Depreciaciones	28.089,15	842.880,35	1.053.060,95	1.644.395,45	1.861.843,25	2.070.287,95	2.660.244,25	2.854.805,05	2.854.805,05	2.854.805,05
(-) Amortizaciones	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00					
(=) NOPAT	-30.089,15	-844.880,35	-1.205.060,95	13.063.564,55	12.267.174,35	11.491.701,50	16.601.805,16	18.074.265,24	17.087.217,63	16.410.724,54

de las utilidades (NOPAT):

Gráfico 8. Evolución de las utilidades (NOPAT)



3.4.1.3 Punto de equilibrio

El punto de equilibrio es el momento en que el importe de las ventas de una empresa iguala al de los costos y gastos que dichos ingresos se originan. En la Tabla 12 se muestra el punto de equilibrio del proyecto considerando las siguientes ecuaciones para equilibrio en ventas y tonelaje de gas.

$$PEQ (\$) = \frac{\text{Costo Fijo}}{1 - \frac{\text{Costo Variable}}{\text{Ventas}}}$$

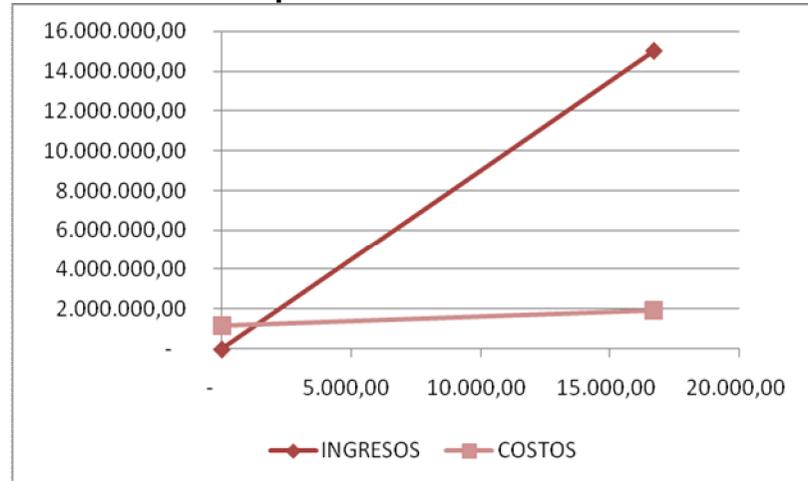
$$PEQ (Q) = \frac{PEQ (\$)}{\text{Precio por Tonelada}}$$

AÑO	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
INGRESOS	-	-	-	15.014.160,00	14.563.735,20	14.126.823,14	19.962.698,45	21.949.337,50	21.290.857,37	20.652.131,65
COSTOS FIJOS	18.053,49	506.928,21	723.036,57	1.170.357,27	1.377.936,51	1.581.072,99	2.016.535,97	2.325.043,36	2.522.183,84	2.544.844,27
COSTOS VARIABLES	12.035,66	337.952,14	482.024,38	780.238,18	918.624,34	1.054.048,66	1.344.357,31	1.550.028,90	1.681.455,90	1.696.562,84
COSTO TOTAL	30.089,15	844.880,35	1.205.060,95	1.950.595,45	2.296.560,85	2.635.121,64	3.360.893,29	3.875.072,26	4.203.639,74	4.241.407,11
PEQ (\$)				1.234.510,88	1.470.702,78	1.708.553,79	2.162.142,12	2.501.710,34	2.738.454,64	2.772.613,12
COSTO POR TM	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00
PEQ (\$)	-	-	-	1.371,68	1.634,11	1.898,39	2.402,38	2.779,68	3.042,73	3.080,68

El año desde cuando se empieza a reducir los

ingresos es el número 4. Para ello se grafica el siguiente punto de equilibrio desde la operación del proyecto libertador.

Gráfico 7. Punto de equilibrio



El flujo de fondos es el movimiento de entrada y de salida de efectivo que muestra las interrelaciones de los flujos de recursos entre los sectores: privado, público y externo, que se dan tanto en el sector real como a través del sistema financiero. En la Tabla 13 se muestra el flujo de fondos del proyecto:

Tabla 13. Flujo de fondos

CONCEPTO / AÑOS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
A. FLUJO DE BENEFICIOS											
1. Efectivo recibido por producción de gas		-	-	-	15.014.160,00	14.563.735,20	14.126.823,14	19.962.698,45	21.949.337,50	21.290.857,37	20.652.131,65
TOTAL BENEFICIOS		-	-	-	15.014.160,00	14.563.735,20	14.126.823,14	19.962.698,45	21.949.337,50	21.290.857,37	20.652.131,65
B. FLUJO DE COSTOS											
1. Inversión fija	561.783,00	8.304.190,00	2.391.164,00	6.029.945,00	2.291.078,00	2.317.647,00	6.016.163,00	1.945.608,00	-	-	-
2. Inversión diferida	10.000,00										
3. Inversión en capital de trabajo	5.909,57										
4. Costos de operación*		-	-	150.000,00	304.200,00	432.717,60	564.833,69	700.649,04	1.020.267,21	1.348.834,69	1.386.602,06
TOTAL COSTOS	577.692,57	8.304.190,00	2.391.164,00	6.179.945,00	2.595.278,00	2.750.364,60	6.580.996,69	2.646.257,04	1.020.267,21	1.348.834,69	1.386.602,06
FLUJO ECONOMICO (A-B)	-577.692,57	- 8.304.190,00	- 2.391.164,00	- 6.179.945,00	12.418.882,00	11.813.370,60	7.545.826,45	17.316.441,41	20.929.070,29	19.942.022,68	19.265.529,59
FLUJO FINANCIERO	- 577.692,57**	- 8.304.190,00	- 2.391.164,00	- 6.179.945,00	12.418.882,00	11.813.370,60	7.545.826,45	17.316.441,41	20.929.070,29	19.942.022,68	19.265.529,59

* Excluye depreciación

** Se considera el 100% de financiamiento del estado.

La tasa de descuento está dada por el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model) donde se considera una tasa libre de riesgo más un premio al riesgo dado por:

$$TASA\ CAPM = TLR + [\beta * (RR - TLR)]$$

Donde:

TLR = Tasa libre de riesgo (7,20% Certificados de Tesorería)¹³
 = Factor de riesgo (1,34, explotación petrolera)¹⁴

Entonces la tasa CAPM de descuento del presente proyecto es 30,52%, la cual servirá para descontar Valor Actual Neto y Relación Beneficio Costo.

3.4.1.6 Valor Actual Neto

Es el resultado de descontar las cantidades futuras de los flujos financieros proyectados a valor presente, utilizando la tasa de descuento del costo de capital equivalente al 30,52%. Esta tasa de descuento refleja los tipos de interés del dinero y el elemento de riesgo que existe en la operación. Para el presente proyecto se obtuvo un VAN positivo de USD 6.128.330,43 lo que indica que el flujo de fondos adquiere el mencionado valor en tiempo presente, como valor agregado a la inversión. La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$VAN = \frac{Flujo\ Año\ 1}{(1+i)^1} + \frac{Flujo\ Año\ 2}{(1+i)^2} + \frac{Flujo\ Año\ 3}{(1+i)^3} + \frac{Flujo\ Año\ 4}{(1+i)^4} + \dots + \frac{Flujo\ Año\ 10}{(1+i)^{10}} - II$$

La tabla de cálculo es la siguiente (Tabla 14):

¹³ Fuente: Bolsa de Valores de Quito

¹⁴ Fuente: Superintendencia de Compañías

Tabla de cálculo del VAN

	i=	30,52%
	FF	VNA
0	(577.692,57)	(577.692,57)
1	(8.304.190,00)	(6.362.486,40)
2	(2.391.164,00)	(1.403.681,39)
3	(6.179.945,00)	(2.779.542,89)
4	12.418.882,00	4.279.577,15
5	11.813.370,60	3.119.045,98
6	7.545.826,45	1.526.456,21
7	17.316.441,41	2.683.896,58
8	20.929.070,29	2.485.344,84
9	19.942.022,68	1.814.410,35
10	19.265.529,59	1.343.002,59
	VAN	6.128.330,43

Regla de decisión

Si:

VAN > 0; VIABLE
VAN = 0; INDIFERENTE
VAN < 0 NO VIABLE

3.4.1.7 Tasa Interna de Retorno

La TIR, es el tipo de descuento al cual el VAN de un proyecto, sería igual a 0.

El criterio TIR, refleja el rendimiento de los fondos invertidos y supone, que su cálculo va al encuentro de una tasa de interés mediante aproximaciones con la siguiente fórmula:

$$TIR = \text{tasa menor} + (\text{tasa mayor} - \text{tasa menor}) * \left(\frac{VAN \text{ tasa menor}}{VAN \text{ tasa menor} - VAN \text{ tasa mayor}} \right)$$

La Tabla 15 muestra las aproximaciones realizadas:

	FF	VNA	VAN tm	VAN TM
0	(577.692,57)	(577.692,57)	(\$ 577.692,57)	(\$ 577.692,57)
1	(8.304.190,00)	(6.362.486,40)	(\$ 5.807.125,87)	(\$ 5.766.798,61)
2	(2.391.164,00)	(1.403.681,39)	(\$ 1.169.330,53)	(\$ 1.153.146,22)
3	(6.179.945,00)	(2.779.542,89)	(\$ 2.113.374,67)	(\$ 2.069.651,08)
4	12.418.882,00	4.279.577,15	\$ 2.969.876,23	\$ 2.888.235,04
5	11.813.370,60	3.119.045,98	\$ 1.975.575,54	\$ 1.907.925,30
6	7.545.826,45	1.526.456,21	\$ 882.450,98	\$ 846.314,65
7	17.316.441,41	2.683.896,58	\$ 1.416.140,64	\$ 1.348.718,15
8	20.929.070,29	2.485.344,84	\$ 1.196.910,39	\$ 1.132.009,31
9	19.942.022,68	1.814.410,35	\$ 797.526,03	\$ 749.043,05
10	19.265.529,59	1.343.002,59	\$ 538.791,30	\$ 502.523,10
	VAN	6.128.330,43	109.747,47	(192.519,87)

Entonces, la rentabilidad anual del proyecto es de 43,36% mayor al costo de capital de 30,52% demostrando que el proyecto es rentable.

Regla de decisión

Si:

TIR > CPPC; VIABLE
TIR = CPPC; INDIFERENTE
TIR < CPPC; NO VIABLE

3.4.1.8 Relación beneficio costo

La relación beneficio / costo está representada por la relación: Ingresos / Egresos, en donde los ingresos y los egresos deben ser calculados de un modo que no genere pérdidas para la empresa y por el contrario tenga un criterio de ganancias para poder que uno de los objetivos se cumplan como el de generar beneficios a la empresa y su personal.

La fórmula de cálculo de la Relación Beneficio Costo es la siguiente:

$$R^B / C = \frac{VAN \text{ INGRESOS}}{VAN \text{ COSTOS}}$$

del cálculo de este indicador:

Tabla 16. Relación beneficio costo

AÑOS	Ingresos	Valor actual ingresos	Egresos	Valor actual egresos
0				577.692,57
1	-	-	8.304.190	6.362.486
2	-	-	2.391.164	1.403.681
3	-	-	6.179.945	2.779.543
4	15.014.160	5.173.916	2.595.278	894.339
5	14.563.735	3.845.216	2.750.365	726.170
6	14.126.823,14	2.857.736	6.580.996,69	1.331.279
7	19.962.698,45	3.094.043	2.646.257,04	410.147
8	21.949.337,50	2.606.502	1.020.267,21	121.158
9	21.290.857,37	1.937.133	1.348.834,69	122.723
10	20.652.131,65	1.439.663	1.386.602,06	96.660
		20.954.209		14.825.879

Entonces, por cada dólar de costo, se obtiene un ingreso de USD 1,41, ó USD 0,41 de utilidad.

Regla de decisión

Si:

$R B/C > 1$; VIABLE
$R B/C = 1$; INDIFERENTE
$R B/C < 1$; NO VIABLE

3.4.1.9 Payback

Consiste en determinar el número de periodos necesarios para la recuperación de la inversión inicial sin considerar el costo del capital. En la tabla 17 se muestra el periodo en el que la inversión es recuperada al mantener un saldo positivo.

Recuperación de la inversión

	FLUJO	AÑOS
INVERSIÓN INICIAL	-577.692,57	
(+) SALDO AÑO 1	-8.304.190,00	1,00
(=) SALDO	-8.881.882,57	
(+) SALDO AÑO 2	-2.391.164,00	1,00
(=) SALDO	-11.273.046,57	
(+) SALDO AÑO 3	-6.179.945,00	1,00
(=) SALDO	-17.452.991,57	
(+) SALDO AÑO 4	12.418.882,00	1,00
(=) SALDO	-5.034.109,57	
(+) SALDO AÑO 5	11.813.370,60	0,43
(=) SALDO	6.779.261,03	

Entonces la inversión inicial se recupera en aproximadamente cuatro años y medio.

3.4.1.10 Resumen de evaluación financiera

Tabla 18. Evaluación financiera

EVALUACIÓN		
INDICADOR	VALOR	CONCLUSIÓN
VALOR ACTUAL NETO	6.128.330,43	VIABLE
TASA INTERNA DE RETORNO	43,36%	VIABLE
RELACIÓN BENEFICIO COSTO	1,41	VIABLE
PAYBACK	4,43	VIABLE

En conclusión el proyecto resulta VIABLE ya que cuenta con bases sólidas que garantizan rentabilidad.

3.3.1.11 Análisis de Sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad, se ha tomado dos escenarios que podrían darse en el desarrollo del proyecto. Como se calculó en el presupuesto de ingresos la pérdida de rendimiento de la explotación de gas es de 3%. Además se consideró una tasa de inflación proyectada del 2,80%. La Tabla 19 muestra el valor de las variables para que el VAN sea 0.

VARIABLE DE SENSIBILIDAD	ACTUAL	LÍMITE
TASA DE REDUCCIÓN DE PRODUCCIÓN	97,00%	76,33%
TASA DE INFLACIÓN	2,80%	99,83%

La sensibilidad permitida, para reducción del rendimiento de gas año a año es aproximadamente un 24%, lo que indica una muy baja sensibilidad.

En lo que respecta a los costos, la inflación no afecta en lo absoluto, debido a que se debería casi duplicar los precios para que el proyecto no sea viable.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

4.1.1 El aprovechamiento racional de los recursos energéticos derivados de los hidrocarburos se enmarcan en una política de eficiencia técnica, que reduzca los impactos ambientales asociados a la explotación de petróleo y a su vez contribuya al mejoramiento de la calidad de vida de la población, brindándole tanto puestos de trabajo en las empresas nacionales y extranjeras que laboran en la rama; como brindando recursos económicos al Estado, el cual a su vez los debería devolver en inversión social. El gas natural asociado es un recurso de carácter no renovable que históricamente ha sido desaprovechado en el país, desperdiciando una fuente de energía que puede ser empleada directamente para abastecer parte de la demanda interna de gas licuado de petróleo. Siendo el Ecuador rico en recursos naturales la falta de planificación ha conducido a subestimar la capacidad de desarrollar proyectos tendientes a optimizar la captación de gas natural asociado al petróleo y conociendo su destino básico que es el consumo a nivel familiar, representa una necesidad primaria de la población y aún indispensable en todo estrato social, sabiendo que cuando hay escasez los más afectados siempre serán los niveles sociales más necesitados. Existiendo tantos problemas de inequidad en el país, la contribución del presente estudio es ofrecer una solución para evitar desabastecimiento de GLP sin incrementar costos de adquisición y dirigido a toda la población en general.

4.1.2 Los beneficios económicos del aprovechamiento del gas natural asociado en el país, que se captaría en las estaciones descritas, pueden calcularse en aproximadamente \$ 23.859.360 anuales, lo que se podría expresarse como 74 TM diarias o 5.300 cilindros de gas diarios que se sumarían a la producción habitual. Esto incidiría directamente en la

ciones de GLP, con el consiguiente ahorro de
s en el 2007 ha importado 932.596,491 TM de
GLP, por un valor de \$634.617.412,9, a un valor promedio anual de
\$762,21 la tonelada métrica. Tomando en cuenta la tendencia al
incremento del precio de barril de petróleo y por tanto de la tonelada
métrica de GLP, podemos suponer que, comparando los años 2007 con
el actual 2008, el país seguirá gastando recursos económicos cada vez
mayores, para solventar el déficit de GLP a menos que invierta en
proyectos nacionales tendientes, como lo resume el presente estudio, a
optimizar la producción y distribución de GLP.

- 4.1.3** El no haber aprovechado el gas natural y la producción de GLP en los campos donde se quema escaso gas como son Cononaco, Auca Central, Yuca, Yulebra, Lago Agrio y Guanta y los campos Cuyabeno, Sansahuari, VHR, el país ha dejado de percibir \$ 23.859.360 al año.
- 4.1.4** Las cromatografías realizadas en las estaciones de Petroproducción: Cuyabeno, Sansahuari, VHR, Cononaco, Auca Central, Yuca, Yulebra, Lago Agrio y Guanta demuestran que el gas natural es ideal para el procesamiento de GLP; estudios técnicos que corroboran la factibilidad del proyecto.
- 4.1.5** Para la construcción de 9 estaciones de captación de gas el país requiere de \$, 31.117.578 total del valor que sería devengado en 10 años como lo muestra el TIR analizado anteriormente. Las inversiones realizadas en proyectos destinados a proveer recursos tanto a Petroecuador y por ende al Estado ecuatoriano son beneficiosas para el país, más aún cuando generan fuentes de trabajo de preferencia local, siendo los pobladores de la Amazonia quienes más lo necesitan; como también benefician a la población en general que contará con un recurso de uso diario (GLP), que no debería registrar incremento de costo; al aumentar la oferta se frena la especulación y en conclusión se atiende el bienestar de la sociedad.

Los productores de petróleo a los pocos centros petroleros, y la falta de infraestructura adecuada en la zona oriental, son factores que también determinan el incremento de los costos de los proyectos, por lo cual es importante centralizar los proyectos implementando plantas de tratamiento que recopilen gas natural, para luego ser enviado a la Planta de Gas para su procesamiento. Mientras más se desarrollen proyectos que cumplan normas estrictas de planificación y se sistematice la eficiencia técnica en el quehacer diario de la industria petrolera, la Amazonia y el Ecuador alcanzarán el desarrollo tanto social como económico, reflejado en obras como vialidad, educación y salud.

4.1.7 En términos ambientales los beneficios del aprovechamiento del gas natural asociado en el país, también podrían expresarse en la reducción de las emisiones atmosféricas derivadas de su quema o venteo, los grandes volúmenes de gas no aprovechado, producen un grave impacto ambiental, de manera especial en lo que se relaciona a la emisión de gases de efecto invernadero, pues es bien conocido que la quema de gas natural es una importante fuente de generación de metano y dióxido de carbono, entre los gases más representativos. El hacer conciencia del compromiso primordial de respeto al medio ambiente en una época crítica para la humanidad en materia de contaminación y destrucción de áreas naturales, hace que reflexionemos sobre el **buena vida**, la armonía entre el hombre y la naturaleza y nuestra responsabilidad de conservar la Tierra para las generaciones venideras, más aún siendo el Ecuador un país biodiverso, rico en áreas protegidas que conforman parte del gran pulmón del planeta. El presente estudio presenta una alternativa para disminuir la contaminación local contribuyendo a la política global de conservación de la Amazonia.

4.1.8 Hace falta mayor coordinación entre las correspondientes filiales de la empresa petrolera estatal (Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial), además de que no se enmarcan dentro de un proceso de planificación corporativa, es decir, que no se analizan las diversas

mimiento del gas natural con el fin de ejecutar los intereses del país. Igualmente, se hace indispensable la coordinación con otros sectores, potenciales usuarios del gas natural, específicamente el caso de empresas petroleras privadas, a fin de definir los volúmenes y las condiciones en que el gas asociado podría ser utilizado.

4.2 Recomendaciones

- 4.2.1** El Estado ecuatoriano debe ser un ente regulador que bajo una política de aprovechamiento racional de los recursos energéticos fortalezca la capacidad institucional de Petroecuador para desarrollar proyectos destinados a optimizar la producción hidrocarburífera en general y la captación del gas natural y la producción de GLP en particular.
- 4.2.2** Petroindustrial, filial de Petroproducción y encargada de la captación de gas natural asociado y de la producción de GLP, debe a la brevedad posible hacer todos los trámites necesarios para poner en ejecución los estudios que se han realizado sobre los campos donde se quema una importante cantidad de gas, como son de Sipeca, Bloque 15, Shuara, para así disminuir las importaciones de GLP y ahorrar gastos al estado Ecuatoriano.
- 4.2.3** Una vez realizado el estudio de los campos Cuyabeno, Sansahuari, VHR, Cononaco, Auca Central, Yuca, Yulebra, Lago Agrio y Guanta y haber obtenido la comprobación de la hipótesis de manera positiva, mediante el balance de ingresos y egresos y el análisis del TIR y el VAN, se recomienda la ejecución del proyecto, poniendo en marcha todas las estrategias jurídico-técnico-administrativas. Esto incluye un proceso periódico de acuerdo a campos seleccionados previamente y descritos en el capítulo 3, en la comprobación de la hipótesis.
- 4.2.4** En vista de que se han realizado las cromatografías de los gases que se están quemando en la estaciones de Petroproducción Cuyabeno,

co, Auca Central, Yuca, Yulebra, Lago Agrio y s arroja que se trata de un gas natural con relativo bajo contenido de CO₂, alto contenido de hidrocarburos y alto poder calórico, es procedente la realización del proyecto y luego su ejecución.

4.2.5 Ya que los indicadores arrojan resultados positivos para el procesamiento del GLP, se recomienda hacer el proyecto tanto por razones económicas como por generación de empleo y brindar bienestar a la población en general. Las fuentes de trabajo derivadas deberían ser destinadas en su mayor parte para los pobladores calificados de la Amazonia en un intento por ligar desarrollo técnico con desarrollo humano.

4.2.6 Para la captación de gas natural en los distintos campos de Petroproducción se deben agrupar las estaciones de captación de gas en tres bloques para su construcción, con el objeto de aprovechar la infraestructura existente y compartir la infraestructura entre las diferentes estaciones, como por ejemplo la tubería. El primer bloque debe estar integrado por Cuyabeno, Sansahuari y VHR; el segundo bloque por las estaciones Cononaco, Auca Central, Yuca, Yulebra y el tercer grupo debe estar integrado por las estaciones Lago Agrio y Guanta. De esta manera se facilita el desarrollo del proyecto.

4.2.7 Se impone la necesidad de que el Estado refuerce su papel como regulador, dando prioridad a un control efectivo sobre el uso de los recursos energéticos y la preservación del medio ambiente, mediante disposiciones explícitas orientadas a la aplicación de la eficiencia energética, al aprovechamiento de estas fuentes de energía. El uso eficiente de la energía constituye una solución eficaz para la disminución de gases de efecto invernadero asociadas a todas las fases de la cadena energética. Por tanto se recomienda fehacientemente evitar la quema del gas y más bien aprovecharlo de las formas descritas en el presente trabajo.



PDF
Complete

*Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.*

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

s niveles de coordinación institucional e intersectorial a fin de plantear alternativas óptimas de aprovechamiento del gas natural. Se deberá fomentar el desarrollo tecnológico y la capacidad técnica local para el aprovechamiento del gas natural. Se deberán establecer acciones de planificación energética integrada. Se deberá tender a que las filiales de Petroecuador se enmarquen dentro de un proceso de planificación corporativa con el fin de que se analicen las diversas alternativas de aprovechamiento del gas natural y se ejecuten proyectos en función de los intereses de país, comprometiéndose desde las máximas autoridades hasta los niveles más bajos, sumando a las empresas privadas en una campaña de eficiencia técnica con fin social.

5.1 Perfil del proyecto

OPTIMIZACIÓN DE LA CAPTACIÓN DE GAS NATURAL Y PRODUCCION DE GLP EN LOS COMPLEJOS PETROLEROS DEL NORORIENTE ECUATORIANO A TRAVÉS DE LA CONSTRUCCIÓN DE ESTACIONES DE CAPTACIÓN DE GAS

5.2 Marco lógico

La quema del gas en los mecheros de las estaciones de producción de petróleo y otros procesos ineficaces de recuperación de gas natural han generado una pérdida enorme al país en vista de que se ha tenido que importar grandes cantidades de GLP a precios internacionales.

Solamente entre los meses de enero y diciembre del 2007 hemos importado la cantidad de 832.596,491 TM por un valor de \$634.617.412,96 dando un promedio de importación diaria de 2.312,37 TM a un costo promedio de \$762,21 la tonelada métrica. La variación del precio por tonelada métrica en el mercado internacional ha sido alta, así por ejemplo el precio promedio de importación en el mes de enero del 2007 fue de \$676,74, mientras en el mes de diciembre fue de 898,31, valor que no incluye el IVA, los gastos operacionales, el pago de tributos por nacionalización del producto en aduanas, valor pago de Corpei, que son aproximadamente el 14% adicional, los mismos que están calculados sobre el valor CFR y FOB. Al día de hoy el precio de la tonelada métrica es superior a los \$1.000. Ver Anexo1, cuadro de importación de GLP de enero a diciembre del 2007

Desde los inicios de la producción petrolera ecuatoriana, la mayor parte del gas natural asociado ha sido quemado o venteado (liberado a la atmósfera), con lo que no solamente se ha desperdiciado un importante recurso energético, que

...tamente como combustible o para abastecer
gas licuado de petróleo, sino que este proceso
de quema del gas ha sido fuente constante de producción de impactos
ambientales negativos, como las emisiones de gases de efecto invernadero.

La cantidad promedio diario de gas natural que se ha quemado en los
diferentes campos de Petroproducción durante los años 2006 y 2007, es de 7.4
MMPC por día.

En cuanto al gas que se logra captar, según el Balance de Gas Natural
Asociado elaborado sobre la base de los registros de Petroproducción del 2007
y tomando en cuenta solamente los campos de la misma Petroproducción, el
24.53% de la producción de gas asociado es utilizado como gas lift (gas de
levantamiento), es decir, re inyectado en los pozos petroleros para aumentar su
presión y recuperar más petróleo, el 27.45% constituye la materia prima para
la extracción de gas licuado de petróleo en la Planta de Gas de Shushufindi, el
12.28% se emplea en diferentes usos en las tareas propias del proceso de
producción de crudo (combustible para turbinas, calentadores, etc.) y una
proporción mayor (35.74%) se quema en las teas de los yacimientos o de las
estaciones de campo de Petroecuador en el nororiente ecuatoriano.

El país está produciendo cerca de 500 TM (toneladas métricas) de GLP al día.
En la Refinería de Esmeraldas la producción es de 400TM, mientras que en la
Planta de Gas de Shushufindi, en donde las instalaciones son diseñadas para
producir 500 TM diarias de GLP, la producción promedio diaria ha ido
decaendo considerablemente, así la producción promedio de GLP del año
1997 fue de 259TM, la de 1998 fue de 290TM, la de 1999 de 271TM, la del
2000 de 293TM, la del 2001 de 238TM, la del 2002 de 215TM, la del 2003 de
193TM, la del 2004 de 198TM, la del 2005 de 156TM, la del 2006 de 148TM y
la del 2007 de 130 TM de GLP. Ver Anexo 3.

En los últimos años se han efectuado sistemáticamente sustracciones
fraudulentas de combustibles derivados de hidrocarburos, incluidos gasolina
natural y GLP, mediante el uso de diversos métodos y formas; hechos que han

os al Ministerio Público, sin que se hayan
n vista de la falta de Legislación Penal que
tipifique expresamente dichas conductas.

5.3 Planteamiento del proyecto

El proyecto abarca los campos petroleros de: Auca Central, Cononaco, Yuca, Yulebra, Guanta, Lago Agrio, V.H.R, Sansahuari, Cuyabeno.

Tomando en consideración la ubicación geográfica y las características de cada campo, se ha establecido una distribución de las estaciones de recuperación de gas natural de acuerdo al siguiente esquema:

En el Campo Libertador se procesarán los flujos de gas natural y gasolina natural o licuables provenientes de los campos ubicados al norte de éste (VHR, Sansahuari y Cuyabeno), conjuntamente con el gas natural y licuables que se están recolectando en las estaciones del propio campo (Secoya, Pichincha y Shuara).

En la Estación VHR, que se encuentra a 112 Km. se captarían 1.180 MMPCD, en la Estación Sansahuari que se encuentra a 82 a.m. de la Y de Harbert se captarían 0.750 MPCD y en la Estación Cuyabeno, que se encuentra a 70 a.m. de la Y de Harbert se captarían 2.500 MMPCD. Los flujos provenientes de éstas 3 estaciones a través de una línea de 4+ y 6+ se unirían en la Y de Harbert a los flujos provenientes del campo Secoya y serían conducidos conjuntamente a través de la línea de 6+hasta la Planta de Gas de Shushufindi, (Gráfico 3)

En la zona sur, pueden ser recolectados los volúmenes de gas y líquidos de los campos situados alrededor del campo Auca (Cononaco, Auca Central, Yuca, Yulebra) y enviarlos a la Estación Sacha 1, la cual se está construyendo. Todo éste gas producido en la parte sur será enviado desde la Estación Sacha1 a la Planta de Gas a través de la Estación Limoncocha conjuntamente con el gas comprimido producido en éstos dos campos y que es de un volumen de 6

en los campos Anaconda, Auca Sur, Conga y
a despreciado.

En la Estación Cononaco, que se encuentra a 119 Km de Sacha Norte 1, se captarían 0.460 MMPCD, en la Estación Auca Central que se encuentra a 70 Km de Sacha Norte 1 se captarían 0.400 MMPCD, en la Estación Yuca que se encuentra a 70 Km de Sacha Norte 1, se captarían 0.530 MMPCD y en la Estación Yulebra que se encuentra a 53 Km de Sacha Norte 1, se captarían 0.380 MMPCD. Se desecharía el gas que se quema en la estaciones Auca Sur y Culebra por ser relativamente insignificante.

Desde la Estación Cononaco hasta la Estación Auca Central son 49Km de distancia y se tendería una línea de 4+, desde la Estación Auca Central hasta la altura de la Estación Anaconda, donde lastimosamente la quema del gas es insignificante, son 21 Km y la línea a construirse sería así mismo de 4+, en este sitio se uniría con la línea de 4+ que transportaría el gas y los líquidos provenientes de los campos Yuca y Yulebra. La distancia entre el campo Yuca y el campo Anaconda es de 21.6 Km, la distancia desde el campo Yulebra al campo Anaconda es de 4.4 Km, la distancia entre la Estación Anaconda y la Norte1 es de 48.5 Km y la línea a construirse debería ser de 6+, desde la Estación Norte1 hasta Limoncocha la distancia es de 23.9 Km y la línea que se está construyendo es de 6+ (Ver gráfico 4).

Finalmente, deberían construirse estaciones de captación de gas y líquidos en los campos Lago Agrio y Guanta y enviarse estos productos hasta la Estación Aguarico, para después ser transportados a la Planta de Gas de Shushufindi.

La distancia entre la estación Lago Agrio y la Estación Guanta es de 23.6Km y entre la Estación Guanta y la Estación Aguarico es de 20 Km. En la Estación Lago Agrio se podrían captar 0.500 MMPCD y en la Estación Guanta 0.300 MMPCD. La línea a construirse debería ser de 4+ (Ver gráfico 5).

Tanto el crudo como los licuables serán transportados a la Planta de Gas de Shushufindi por una sola tubería de 6+ y en la planta serán separados los

ería para su procesamiento como gasolina

El gas comprimido, que es el que se entregará a la planta, es el 75% del gas captado en las estaciones a construirse, debido a la disminución de su volumen por efectos del fenómeno de la compresibilidad. En cuanto a las locaciones para las estaciones de captación de gas, éstas se las construirá junto a las estaciones de Petroproducción ya existentes, que es en donde se separan el crudo, el gas y el agua.

Para la construcción de las Estaciones de Captación de Gas de Petroindustrial, es necesario proceder a investigar el tipo de suelo de los lugares donde se implantarán las obras, para determinar el tipo de cimentación más segura y económica a construirse para cada equipo a instalarse.

Con la información y recomendación del estudio de mecánica de suelos sobre la cimentación más económica y técnica que garantice la estabilidad de la estructura de los equipos, la Contratista realizará la Ingeniería de Detalle (Cálculo y diseño estructural) de las cimentaciones y facilidades de las estaciones.

Una estación de captación de gas tipo+, tendría un área de 70 mts por 50 mts. El plan general de ubicación de skids del equipo principal de compresión de alta y baja presión y auxiliar de los sistemas de bombeo de líquidos de alta y baja presión, de aire de instrumentos y de inyección de químicos, sistema de filtrado de gas a la carga de compresores reciprocantes y al sumidero en la Estación de incidencia del Proyecto.

De todas las estaciones que hemos escogido para el presente estudio, solamente la Estación Cuyabeno contará con dos 2 skids completos de compresores reciprocantes AJAX o similares de 2 etapas que incluyen scrubbers de descarga para captar gas desde los separadores de Petroproducción a una presión de succión de 20 PSIG y descargar a una

compresores serán de 0,9 MMPCD cada uno y

La Estación VHR contará con un skid completo de compresión de 0,9 MMPCD, marca Ajax o similar y la Estación Sansahuari también contará con un skid completo de compresión de 0,6 MMPCD, marca Ajax o similar.

Las Estaciones Lago Agrio, Auca Central, Cononaco, Yuca y Yulebra contarán con un skid de dos compresores de 0,4 MMPCD cada uno, el uno de baja presión y el otro de alta presión que trabajarán en serie. El de baja presión captará el gas de los separadores de Petroproducción a una presión de 20 PSIG y descargará el gas con una presión de 150 PSIG, el compresor de alta presión trabajará con 150 PSIG de succión y 750 PSIG de descarga. La marca de estos compresores pudiera ser Corken o similar.

La Estación Guanta contará con un skid de 2 compresores de 0,2 MMPCD cada uno, de marca Corken o similar. Todos estos compresores son de 2 etapas y trabajarán en serie e incluyen scrubbers de succión, interetapa y de descarga que sirven para captar gas desde los separadores de Petroproducción a una presión de succión de 20 PSIG y descargar a una presión de 150 PSIG. El compresor de la segunda etapa captará el gas de la primera etapa a una presión de 150 PSIG y descargará a una presión de 750PSIG.

La fabricación y montaje de los skids completos de instalaciones e instalaciones auxiliares, incluyen suministro de equipos y componentes (tubería y fittings) del sistema de compresión de gas, del sistema de filtrado de gas de carga a través de un filtro PECO, de los sistemas de bombeo de líquidos de alta y baja presión, del sistema de aire de instrumentos, del sistema de inyección de químicos y la provisión y montaje del sistema de detección de flama, gas y humos en las áreas de proceso y sistemas de contra incendios.

En cuanto a la distribución del personal de operación y mantenimiento que trabajará en las nuevas estaciones de captación de gas, con sus respectivas

on vehículos y radios podemos argumentar lo

En el ramal de las Estaciones VHR, Sansahuari y Cuyabeno así mismo del campo Libertador, contaremos por la distancia solamente para la Estación VHR con 3 operadores electromecánicos y un vehículo con su radio. Para las Estaciones Sansahuari y Cuyabeno con 6 operadores, 2 mecánicos, 2 ayudantes de mecánica, 2 tecnólogos instrumentistas, 2 eléctricos y un vehículo con su radio.

En la zona sur, para la Estación Cononaco y debido a la distancia, contaremos con 3 operadores electromecánicos y un vehículo con su radio. Por la misma razón para la Estación Auca Central tendremos 3 operadores electromecánicos y un vehículo con su radio. Para el mantenimiento y operación de las Estaciones Yuca y Yulebra deberemos contar con 6 operadores, 2 mecánicos, 2 ayudantes de mecánica, 2 tecnólogos instrumentistas, 2 eléctricos y un vehículo con su radio.

5.4 Objetivos

5.4.1 Generales

- Implementar alternativas de optimización de captación de gas en el nororiente ecuatoriano, a través de la construcción de nuevas estaciones.

5.4.2 Específicos

- Presentar y obtener la aprobación del proyecto por parte del Superintendente del CIS, de Vicepresidente de Petroindustrial y del CAD.

del contrato, los términos de referencia y el o.

- Realización de la ingeniería del proyecto (para cada estación y para cada grupo de estaciones).
- Diseños de los sistemas de separación, captación, procesamiento, así como de las líneas de flujo de succión y descarga en cada una de las plantas.
- Ejecución del proyecto: construir estaciones de captación de gas natural en los campos petroleros de Petroproducción, con el objetivo específico de enviarlo a la Planta de Gas de Shushufindi de Petroindustrial y obtener de él GLP.
- Evaluación periódica del rendimiento del proyecto, de las condiciones de operación de las plantas, producción, costos de producción y beneficios.

5.5 Organización y duración del proyecto

Debido a que, por su naturaleza, el proyecto contribuye significativamente al aumento de la captación de gas natural y al aumento de la producción de GLP, elemento que como ya lo hemos manifestado anteriormente es deficitario en el país, éste puede enmarcarse perfectamente en los proyectos que desarrolla Petroecuador con la financiación de varias compañías estatales petroleras y principalmente de la venezolana PDVSA.

El proyecto podría conformarse en dos fases:

- Primera fase: Etapa de gestión de recursos financieros y realización del respectivo estudio de factibilidad.

ejecución propiamente dicha del proyecto, en la ingeniería de las plantas y su posterior construcción.

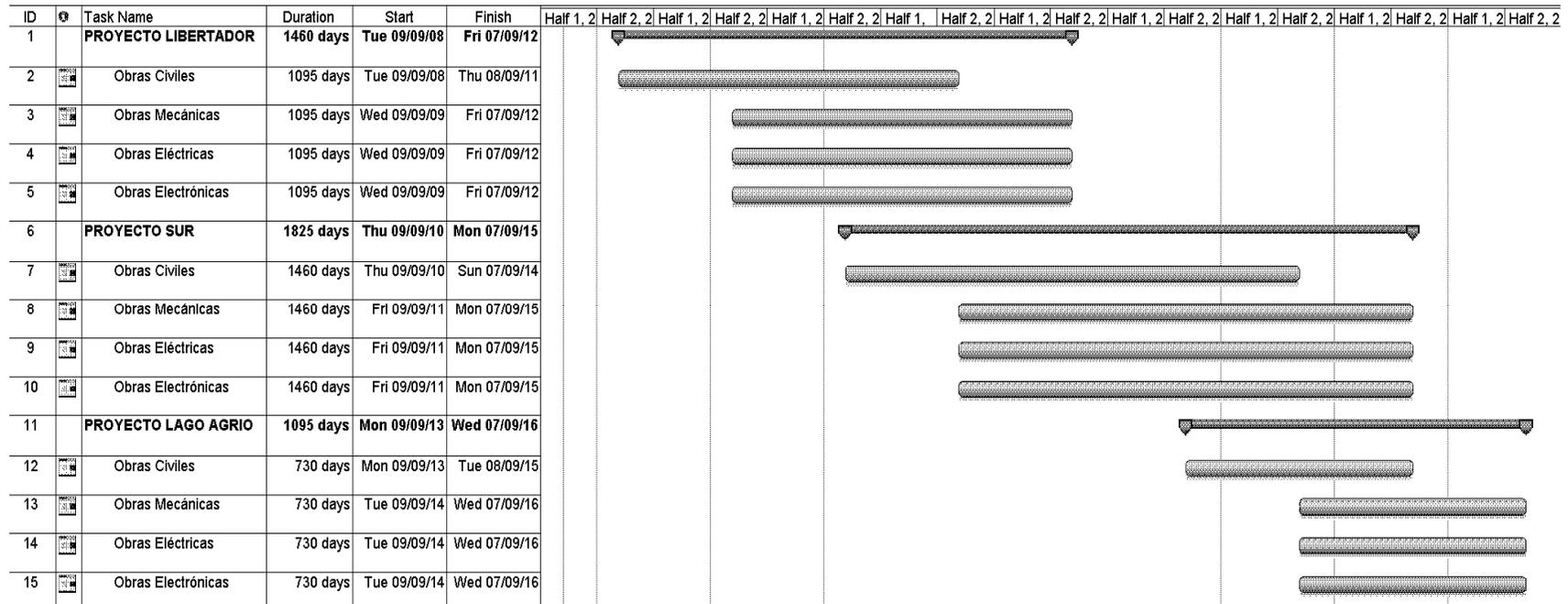
En la primera fase, al igual que la gestión de recursos financieros y la realización del respectivo estudio de factibilidad, Petroindustrial conjuntamente con Petroproducción deberán precisar los sitios en donde se construirán las estaciones de captación de gas natural.

Así mismo en esta fase se harán la Presentación del Proyecto, la Aprobación, la Invitación a Ofertar, la Adjudicación y la Recepción del Adjudicado. Tabla 19. En la Invitación a ofertar constan los Términos de Referencia, las Bases, la Ingeniería Básica, el Proyecto de Contrato y el Contrato.

Después de la Adjudicación del contrato empezará la segunda fase, es decir la ejecución propiamente dicha del contrato en la que la persona natural o la compañía adjudicataria será la responsable de realizar la ingeniería de detalle para cada estación y para cada grupo de estaciones, el diseño de los sistemas de separación, captación, procesamiento, así como las líneas de flujo de succión y descarga en cada una de las plantas. La compañía contratista de igual manera, deberá ejecutar el proyecto (construcción, instalación y operación) en cada uno de los campos y estaciones seleccionados.

En la segunda fase del cronograma de ejecución del contrato, Tabla 20, constan los trabajos y las fechas de inicio y terminación de las Obras Civiles, Obra Mecánicas, Obras Eléctricas, y Obras Electrónicas de los tres grupos del proyecto: Proyecto Libertador, Proyecto Sur y Proyecto Lago agrío.

Ejecución del proyecto



IBLIOGRAFIA

1. PETROECUADOR. El desafío de una Nueva Empresa. 2007.
2. Gerencia de Economía y Finanzas de Petroecuador-Unidad de Contabilidad
3. BASTIDAS F. y colaboradores. Evaluación de los impactos ambientales, económicos y sociales de la implementación de las medidas de mitigación al cambio climático en el sector energético.
4. PETROECUADOR. El petróleo en Ecuador su historia e importancia en la Economía Nacional. Sistemgraf. 2004.
5. PARRA E. Petróleo y Gas Natural. Madrid. 2002.
6. <http://Escuelas.edu.ar/2002/Buenos Aires/petróleo y gas.com> . Historia del petróleo.
7. PETROECUADOR. Hitos de la Industria Petrolera. Relaciones institucionales de Petroecuador. 2da. Edición. 2005.
8. PETROINDUSTRIAL CIS. Manual de Procesos. 1992.
9. AJAX. Manual de motocompresores. 2006.
10. PETROPRODUCCIÓN. Balance de Gas. Ingeniería de Petróleos. Quito. 2006-2007.
11. PETROECUADOR. Glosario de la industria petrolera.
12. BABY P, Rivadeneira M y Barragán R. La Cuenca Oriente: Geología y petróleo. Instituto Francés de Estudios Andinos. 1era. Edición. 2004.
13. PETROECUADOR. Revista institucional. 2007.
14. PERRY R. Manual del Ingeniero Químico. Editorial Mc Graw Hill. 4ta. Edición. 2004.
15. PROPAK Systems. Evaluación del potencial de gas natural de los campos petroleros del nororiente. 1994.
16. PETROPRODUCCIÓN. Documentación del Departamento de Yacimientos. 2005-2006.
17. LÓPEZ X. Proyectos de captación de gas en el Ecuador.
http://siteresources.worldbank.org/XTGGFR/Resources/578068_1170260830334/Petroecuador_lopez_foro.pdf
18. Taller de Transferencia de Tecnología Oil and Gas. México 2005.



PDF Complete

*Your complimentary use period has ended.
Thank you for using PDF Complete.*

[Click Here to upgrade to Unlimited Pages and Expanded Features](#)

Lago Agrio. 2005-2007.

laboratorio de Corrosión y Tratamiento químico.

20. PETROECUADOR. Glosario de Términos ambientales. Universidad Central del Ecuador. Escuela de Ingeniería Ambiental. 2005.
21. PETROPRODUCCIÓN. Departamento de Ingeniería Civil. Mapas.



*Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.*

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

ANEXOS

Período	Cantidad TM	Valor C&F (USD)	Valor + 1%	P.P.P
Acumulado enero 2007	64018,84	34418453,35	38802637,88	606,11
Acumulado enero-febrero 2007	122399,25	75188444,14	75940328,58	620,43
Acumulado enero-marzo 2007	198512,13	126094027,6	127354967,9	641,55
Acumulado enero-abril 2007	268562,1	175433546,6	177187882,1	659,77
Acumulado enero-mayo 2007	346476,48	232153146,8	234474678,2	676,74
Acumulado enero-junio 2007	418948,469	284151570,6	286993070,3	685,03
Acumulado enero-julio 2007	491189,498	338062469,3	341443094	695,14
Acumulado enero-agosto 2007	554134,262	384882051,8	388730872,3	701,51
Acumulado enero-septiembre 2007	559194,285	393105858,4	397036917	710,02
Acumulado enero-octubre 2007	629766,125	455816002,6	460374162,6	731,02
Acumulado enero-noviembre 2007	762627,987	549317328,7	571135715,6	748,9
Acumulado enero-diciembre 2007	932596,491	612170494,5	634617413	762,21

NOTA: NO INCLUYE VALOR DEL IVA, GASTOS OPERACIONALES, PAGO DE TRIBUTOS POR NACIONALIZACION DEL PRODUCTO EN ADUANAS, VALOR PAGO CORPEI ESTOS COSTOS SON APROXIMADAMENTE EL 14.5% ADICIONAL, LOS MISMOS ESTÁN CALCULADOS SOBRE EL VALOR CFR Y FOB.

Fuente: Unidad de Operaciones de Comercio Internacional de Petrocomercial
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: TM= Tonelada métrica. Dólar

Anexo 3

CARGA GAS NATURAL Y PROD. GLP 1997

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA	LIQUIDOS	GLP (T.M)	GLP (T.M)	GASL. NATURAL
		(MMSCFD)	GPM		POR DIA	(M3)
ENERO		446,59		797,73	25,73	8785,79
FEBRERO		425,05		8730,99	311,82	7210,26
MARZO		431,44		8747,62	282,18	8304,47
ABRIL		422,99		7618,27	253,94	7219,58
MAYO		398,63		9272,16	299,10	8109,02
JUNIO		279,21		6073,24	202,44	5698,49
JULIO		370,67		8757,17	282,49	8024,49
AGOSTO		349,4		9231,74	297,80	8242,93
SEPTIEMBRE		356		8394,93	279,83	8000,82
OCTUBRE		366,26		7884,26	254,33	8111,83
NOVIEMBRE		440,75		9158,39	305,28	8295,05
DICIEMBRE		429,96		9774,92	315,32	8729,55
TOTAL		4716,95		94441,42	259,19	94732,28

CARGA GAS NATURAL Y PROD. GLP 1998

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA	LIQUIDOS	GLP (T.M)	GLP (T.M)	GASL. NATURAL
		(MMSCFD)	GPM		POR DIA	(M3)
ENERO		408,1		9742,44	314,27	8354,99
FEBRERO		348,84		8637,83	308,49	7844,2
MARZO		335,98		8606,21	277,62	7635,51
ABRIL		388,92		8968,53	298,95	8215,38
MAYO		331,11		8118,12	261,87	7924,23
JUNIO		385,80		8981,02	299,37	8397,80
JULIO		338,16		7574,68	244,34	7560,84
AGOSTO		414,45		9536,14	307,62	8612,10
SEPTIEMBRE		381		8554	285,13	8334
OCTUBRE		389,72		9261,47	298,76	9110,35
NOVIEMBRE		411,06		8924,03	297,47	8868,59
DICIEMBRE		411,68		8956,11	288,91	9203,28
TOTAL		4544,82		105860,58	290,23	100061,27

Fuente: Unidad de Programación. Complejo Industrial Shushufindi.

Elaborado por: Ing. James Pazos

Unidades de Medida: TM= Tonelada Métrica

NATURAL Y PROD. GLP 1999

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA (MMSCFD)	LIQUIDOS GPM	GLP (T.M)	GLP (T.M) POR DIA	GASL. NATURAL (M3)
ENERO		451,60		9511,15	306,81	9110,67
FEBRERO		373,02		8322,19	297,22	7897,05
MARZO		320,62		7293,40	235,27	7752,29
ABRIL		340,53		7545,66	251,52	7291,22
MAYO		340,53		7545,57	243,41	8870,50
JUNIO		399,32		8302,08	276,74	8226,63
JULIO		413,67		8704,16	280,78	9082,04
AGOSTO		394,17		8704,41	280,79	9344,25
SEPTIEMBRE					0,00	
OCTUBRE					0,00	
NOVIEMBRE		340,62		8064,35	268,81	8181,68
DICIEMBRE					0,00	
TOTAL		3374,08		73992,97	271,26	75756,33

CARGA GAS NATURAL Y PROD. GLP 2000

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA (MMSCFD)	LIQUIDOS GPM	GLP (T.M)	GLP (T.M) POR DIA	GASL. NATURAL (M3)
ENERO		361,90		8181,90	263,93	9133,54
FEBRERO		404,21		9022,62	311,12	8925,68
MARZO		461,72		10243,37	330,43	9787,81
ABRIL		456,60		9722,94	324,10	8999,92
MAYO		469,43		9614,83	310,16	9574,97
JUNIO		423,12		9649,71	321,66	9199,67
JULIO		432,12		10228,14	329,94	9685,55
AGOSTO		375,56		8922,93	287,84	9743,28
SEPTIEMBRE		278,53		7231,08	241,04	8067,92
OCTUBRE					0,00	
NOVIEMBRE		320,24		8056,74	268,56	8891,21
DICIEMBRE		275,42		7240,01	233,55	7955,48
TOTAL		4258,85		98114,27	292,94	99965,03

Fuente: Unidad de Programación. Complejo Industrial Shushufindi.

Elaborado por: Ing. James Pazos

Unidades de Medida: TM= Tonelada Métrica

NATURAL Y PROD. GLP 2001

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA	LIQUIDOS	GLP (T.M)	GLP (T.M)	GASL. NATURAL
		(MMSCFD)	GPM		POR DIA	(M3)
ENERO		331,53		8079,73	260,64	9190,47
FEBRERO		260,24		7024,59	250,88	8699,51
MARZO		308,50		8017,58	258,63	8979,99
ABRIL		316,11		8129,28	270,98	8769,95
MAYO		305,34		8462,57	272,99	9435,55
JUNIO		222,36		6055,20	201,84	7199,03
JULIO		273,42		7279,72	234,83	8252,95
AGOSTO		264,19		7247,12	233,78	8822,36
SEPTIEMBRE		247,23		6328,55	210,95	7745,05
OCTUBRE		246,51		6239,76	201,28	8340,39
NOVIEMBRE		271,18		6578,47	219,28	7956,89
DICIEMBRE		300,02		7285,11	235,00	8992,08
TOTAL		3346,63		86727,68	237,59	102384,22

CARGA GAS NATURAL Y PROD. GLP 2002

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA	LIQUIDOS	GLP (T.M)	GLP (T.M)	GASL. NATURAL
		(MMSCFD)	GPM		POR DIA	(M3)
ENERO		210,97		5468,49	176,40	7227,25
FEBRERO		232,49		6392,17	228,29	7853,70
MARZO		235,42		6313,49	203,66	7631,09
ABRIL		229,43		6203,11	206,77	7094,19
MAYO		225,48		5865,00	189,19	6595,02
JUNIO		203,07		6302,09	210,07	7352,04
JULIO		225,80		6282,83	202,67	7158,93
AGOSTO		182,51		5880,50	189,69	8218,38
SEPTIEMBRE		248,21		7295,20	243,17	8042,47
OCTUBRE		260,70		7609,44	245,47	8849,54
NOVIEMBRE		285,27		7614,49	253,82	8508,80
DICIEMBRE		290,32		7081,86	228,45	8045,06
TOTAL		2829,67		78308,67	214,81	92576,47

Fuente: Unidad de Programación. Complejo Industrial Shushufindi.

Elaborado por: Ing. James Pazos

Unidades de Medida: TM= Tonelada Métrica

NATURAL Y PROD. GLP 2003

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA (MMSCFD)	LIQUIDOS GPM	GLP (T.M)	GLP (T.M) POR DIA	GASL. NATURAL (M3)
ENERO		280,32		7271,68	234,57	8947,58
FEBRERO		232,64		6159,35	219,98	7505,06
MARZO		288,03		6826,81	220,22	7563,17
ABRIL		276,72		6581,36	219,38	6330,22
MAYO		196,30		5270,60	170,02	5638,77
JUNIO		210,87		5432,53	181,08	5613,28
JULIO		257,42		6226,45	200,85	5921,26
AGOSTO		209,40		5186,43	167,30	5748,44
SEPTIEMBRE		191,05		4687,58	156,25	5477,25
OCTUBRE		208,41		4767,69	153,80	5920,67
NOVIEMBRE		242,39		5224,37	174,15	6964,46
DICIEMBRE		290,15		6751,73	217,80	8107,81
TOTAL		2883,70		70386,58	192,95	79737,97

CARGA GAS NATURAL Y PROD. GLP 2004

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA (MMSCFD)	LIQUIDOS GPM	GLP (T.M)	GLP (T.M) POR DIA	GASL. NATURAL (M3)
ENERO		284,32		7204,26	232,40	8788,54
FEBRERO		205,14		4985,15	171,90	6576,88
MARZO		176,49		2890,55	93,24	4281,08
ABRIL		292,34		5910,96	197,03	7272,27
MAYO		329,96		6746,28	217,62	7578,53
JUNIO		292,87		5870,70	195,69	7094,33
JULIO		321,43		6403,37	206,56	7113,81
AGOSTO		308,33		6430,40	207,43	7837,31
SEPTIEMBRE		318,74		5862,01	195,40	7114,93
OCTUBRE		319,19		6397,95	206,39	8162,97
NOVIEMBRE		277,39		5769,20	192,31	7051,63
DICIEMBRE		260,27		5187,63	167,34	6858,17
TOTAL		3386,47		69658,46	190,28	85730,45

Fuente: Unidad de Programación. Complejo Industrial Shushufindi.

Elaborado por: Ing. James Pazos

Unidades de Medida: TM= Tonelada Métrica

NATURAL Y PROD. GLP 2005

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA (MMSCFD)	LIQUIDOS GPM	GLP (T.M)	GLP (T.M) POR DIA	GASL. NATURAL (M3)
ENERO		274,65	2173,65	4967,38	160,24	6378,95
FEBRERO		300,29	2100,47	5215,96	186,28	5852,61
MARZO		315,54	2243,78	5889,76	189,99	7376,02
ABRIL		286,81	1644,49	4853,31	161,78	5449,22
MAYO		313,04	2203,80	5880,04	189,68	6071,60
JUNIO		285,93	2498,00	5853,92	195,13	6751,97
JULIO					0,00	
AGOSTO		195,39	1757,24	4068,94	131,26	4908,75
SEPTIEMBRE		200,68	1889,53	4373,86	145,80	5378,96
OCTUBRE		250,68	2322,00	5573,05	179,78	6372,29
NOVIEMBRE		279,45	2128,09	5392,62	179,75	5830,27
DICIEMBRE		255,82	1904,14	4703,34	151,72	5338,62
TOTAL		2958,28	22865,19	56772,18	155,95	65709,26

CARGA GAS NATURAL Y PROD. GLP 2006

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA (MMSCFD)	LIQUIDOS GPM	GLP (T.M)	GLP (T.M) POR DIA	GASL. NATURAL (M3)
ENERO		247,05	1974,76	4857,09	156,68	5298,14
FEBRERO		274,63	2060,74	5373,19	191,90	5866,03
MARZO		252,07	1843,63	4475,39	144,37	4889,34
ABRIL		279,95	2019,10	5103,37	170,11	5800,62
MAYO		318,50	2555,40	5634,74	181,77	7236,50
JUNIO		255,57	2134,27	4870,74	162,36	5402,81
JULIO		175,35	1129,74	2508,60	80,92	2709,71
AGOSTO		320,17	2192,56	5482,26	176,85	4824,54
SEPTIEMBRE		283,92	1761,83	4664,38	155,48	4290,58
OCTUBRE		230,92	1548,78	3372,92	108,80	3662,64
NOVIEMBRE		227,95	1879,65	3778,29	125,94	3984,85
DICIEMBRE		235,21	1669,42	3699,05	119,32	3718,58
TOTAL		3101,29	22769,88	53820,02	147,88	57684,34

Fuente: Unidad de Programación. Complejo Industrial Shushufindi.

Elaborado por: Ing. James Pazos

Unidades de Medida: TM= Tonelada Métrica

NATURAL Y PROD. GLP 2007

MES	GAS SUCCION	GAS DESCARGA	LIQUIDOS	GLP (T.M)	GLP (T.M)	GASL. NATURAL
		(MMSCFD)	GPM		POR DIA	(M3)
ENERO		216,46	1587,41	3501,26	112,94	3702,52
FEBRERO		218,59	1148,28	3300,73	117,88	3300,48
MARZO		238,56	1470,64	3420,91	110,35	3514,72
ABRIL		210,99	1162,01	3188,11	106,27	3244,56
MAYO		246,39	1129,48	3673,63	118,50	3873,68
JUNIO		172,22	1146,54	2561,05	85,37	3150,15
JULIO		265,41	1512,94	4179,10	134,81	4252,95
AGOSTO		236,08	1441,94	3765,36	121,46	4019,93
SEPTIEMBRE						
OCTUBRE						
NOVIEMBRE						
DICIEMBRE						
TOTAL		1804,70	10599,24	27590,15	113,44	29058,99

Fuente: Unidad de Programación. Complejo Industrial Shushufindi.

Elaborado por: Ing. James Pazos

Unidades de Medida: TM= Tonelada Métrica

ANEXO 4

CROMATOGRAFÍAS DE GASES DE ESTACIONES PETROPRODUCCION

TAPI

Punto de muestra: Separadores de gas		
Presión: 10 PSIG		
Temp: 107°F		
Flujo: 0.528 MMPC		
Componente	% Peso	% Molar
N2	0.519	0.748
CO2	66.430	61.013
C1	6.760	17.033
C2	3.425	4.604
C3	8.309	7.617
IC4	2.302	1.601
NC4	5.504	3.828
IC5	2.352	1.318
NC5	2.186	1.225
C6	1.880	0.882
C7	0.306	0.124
C8+	0.027	0.010
TOTAL	100	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

Punto de muestra: Separadores de gas		
Presión: 42 PSIG		
Temp: 90°F		
Flujo: 0.181 MMPC		
Componente	% Peso	% Molar
N2	2.422	3.478
CO2	76.225	69.688
C1	5.492	13.774
C2	2.355	3.151
C3	5.261	4.801
IC4	1.443	0.999
NC4	3.211	2.223
IC5	1.287	0.718
NC5	1.137	0.634
C6	1.007	0.470
C7	0.146	0.059
C8+	0.014	0.005
TOTAL	100	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

Punto de muestra: Separadores de gas		
Presión: 34 PSIG		
Temp: 108°F		
Flujo: 2.450 MMPC		
Componente	% Peso	% Molar
N2	1.986	2.01
CO2	54.504	51.05
C1	8.631	18.68
C2	4.568	5.42
C3	13.394	12.56
IC4	3.312	2.52
NC4	6.807	5.19
IC5	2.414	1.30
NC5	2.090	1.16
C6	1.830	1.100
C7	0.328	0.150
C8+	0.034	0.115
TOTAL	100	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

Punto de muestra: Separadores de gas	
Presión: 26 PSIG	
Temp: 116 °F	
Flujo: 0.747 MMPC	
Componente	% Molar
N2	1.39
CO2	61.64
C1	13.87
C2	4.82
C3	10.03
IC4	1.99
NC4	4.14
IC5	1.10
NC5	1.02
C6	1.405
TOTAL	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

Punto de muestra: Separadores de gas	
Presión: 22 PSIG	
Temp: 124 °F	
Flujo: 1.173 MMPC	
Componente	% Molar
N2	2.75
CO2	35.92
C1	19.80
C2	6.42
C3	17.56
IC4	3.95
NC4	8.95
IC5	2.40
NC5	2.27
C6	1.30
TOTAL	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

Punto de muestra: Separadores de gas	
Presión: 22PSIG	
Temp: 94 °F	
Flujo: 0.459 MMPC	
Componente	% Molar
N2	9.82
CO2	11.69
C1	66.28
C2	3.71
C3	3.92
IC4	1.11
NC4	1.62
IC5	0.97
NC5	0.88
C6	0.839
TOTAL	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

Punto de muestra: Separadores de gas	
Presión: 22PSIG	
Temp: 76°F	
Flujo: 0.417 MMPC	
Componente	% Molar
N2	4.33
CO2	4.98
C1	64.63
C2	8.06
C3	10.97
IC4	2.06
NC4	3.35
IC5	0.89
NC5	0.73
C6	0.875
TOTAL	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

Punto de muestra: Separadores de gas	
Presión: 28PSIG	
Temp: 78°F	
Flujo: 0.534 MMPC	
Componente	% Molar
N2	3.25
CO2	6.39
C1	61.74
C2	8.09
C3	11.81
IC4	2.84
NC4	3.86
IC5	1.20
NC5	0.82
C6	0.919
TOTAL	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

Punto de muestra: Separadores de gas	
Presión: 28PSIG	
Temp: 80°F	
Flujo: 0.379 MMPC	
Componente	% Molar
N2	2.93
CO2	6.35
C1	64.99
C2	8.71
C3	10.57
IC4	2.35
NC4	2.77
IC5	0.82
NC5	0.51
C6	0.872
TOTAL	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

Punto de muestra: Separadores de gas	
Presión: 25PSIG	
Temp: 84°F	
Flujo: 0.508 MMPC	
Componente	% Molar
N2	2.12
CO2	5.66
C1	56.17
C2	11.98
C3	15.00
IC4	2.10
NC4	4.71
IC5	1.13
NC5	1.13
C6	0.962
TOTAL	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

Punto de muestra: Separadores de gas	
Presión: 28PSIG	
Temp: 120°F	
Flujo: 0.237 MMPC	
Componente	% Molar
N2	1.763
CO2	5.580
C1	52.561
C2	12.982
C3	15.476
IC4	2.330
NC4	5.678
IC5	1.565
NC5	1.515
C6	0.790
TOTAL	100

Fuente: Dpto. de Corrosión D.A. Petroproducción
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar

ANEXO 5

CROMATOGRAFÍAS DE GASES DE ESTACION DE PETROBRAS

Punto de muestra: Separadores de gas	
Presión: 20PSIG	
Temp: 94°F	
Flujo: 12 MMPC	
Componente	% Molar
N2	1.100
CO2	80.340
C1	5.320
C2	1.990
C3	5.280
IC4	1.330
NC4	2.810
IC5	1.010
NC5	0.820
TOTAL	100

Fuente: Dpto. de Ingeniería Petrobras
Elaborado por: Ing. James Pazos
Unidades de medida: % Peso, % Molar



Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.

Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features

PARA LA OPTIMIZACIÓN DE GAS NATURAL Y LA PRODUCCIÓN DE GLP EN EL NORORIENTE ECUATORIANO

LIBERTADOR: CUYABENO, SANSAHUARI, VHR

ÁREA	I N G R E S O S					E G R E S O S				BALANCE
	MMPCD recuperados	TMD producidas	costo/TM (\$)	total diario (\$)	total anual (\$)	Suministro de equipos, materiales y su montaje accesorios del sistema contra incendios.	Precio Obra (\$)	Gastos/oper.. anuales	Gasto Total (\$)	
Libertador 2										
Cuyabeno	1,88	26,32	900	23688	8527680	OBRAS CIVILES Cuarto de control de estación, estudio de suelos, bases para hangares, obras complementarias, preparación del terreno, sistema contra incendios.	561783	150000		
						OBRAS MECÁNICAS Tubería y accesorios área de procesos, 5 bombas de líquidos, 2 bombas de químicos, 2 compresores de 0.9 MMPCD c/u, 70.4 Km de tubería de 6" y accesorios del sistema contra incendios.	7352419			
						OBRAS ELÉCTRICAS Área de procesos	369298			
						OBRAS ELECTRÓNICAS Instrumentación y control	269917			
Subtotal					8527680		8553417	150000		
Sansahuari	0,53	7,42	900	6678	2404080	OBRAS CIVILES Cuarto de control de estación, estudio de suelos, bases para hangares, obras complementarias, preparación del terreno, sistema contra incendios.	312556	150000		
						OBRAS MECÁNICAS Tubería y accesorios área de procesos, 2 bombas de líquidos, 1 bomba de químicos, 1 compresor de 0,6 MMPCD, 12 Km de tubería de 4" y accesorios del sistema contra incendios.	1537448			
						OBRAS ELÉCTRICAS Área de procesos	150000			
						OBRAS ELECTRÓNICAS Instrumentación y control	125000			
Subtotal					2404080		2125004	150000		
VHR	0,9	12,6	900	11340	4082400	OBRAS CIVILES Cuarto de control de estación, estudio de suelos, bases para hangares, obras complementarias, preparación del terreno, sistema contra incendios.	345516	120000		
						OBRAS MECÁNICAS Tubería y accesorios área de procesos, 3 bombas de líquidos, 1 bomba de químicos, 1 compresores de 0,9 MMPCD, 29 Km de tubería de 4" y accesorios del sistema contra incendios.	2964898			
						OBRAS ELÉCTRICAS Área de procesos	184650			
						OBRAS ELECTRÓNICAS Instrumentación y control	148459			
Subtotal					4082400		3643523	120000		
Total					15014160		14321944	420000	14741944	

PARA LA OPTIMIZACIÓN DE GAS NATURAL Y LA PRODUCCIÓN DE GLP EN EL NORORIENTE ECUATORIANO

SUR: COCONACO, AUCA CENTRAL, YUCA, YULEBRA

ÁREA	I N G R E S O S					E G R E S O S				BALANCE
	MMPCD recuperados	TMD producidas	costo/TM (\$)	total diario (\$)	total anual (\$)	Suministro de equipos, materiales y su montaje	Precio Obra (\$)	Gastos/oper. anuales	Gasto Total (\$)	
Sur										
Cononaco	0,34	4,76	900	4284	1542240	OBRAS CIVILES	233200	120000		
						Cuarto de control de estación, estudio de suelos, bases para hangares, obras complementarias, preparación del terreno, sistema contra incendios.				
						OBRAS MECÁNICAS	2238738			
						Tubería y accesorios área de procesos, 2 bombas de líquidos, 1 bomba de químicos, 2 compresores de 0,4 MMPCD, 39 Km de tubería de 4" y accesorios del sistema contra incendios.				
						OBRAS ELÉCTRICAS	140000			
						Área de procesos				
						OBRAS ELECTRÓNICAS	120000			
						Instrumentación y control				
Subtotal					1542240		2731938	120000		
Auca Central	0,34	4,76	900	4284	1542240	OBRAS CIVILES	233200	120000		
						Cuarto de control de estación, estudio de suelos, bases para hangares, obras complementarias, preparación del terreno, sistema contra incendios.				
						OBRAS MECÁNICAS	1797878			
						Tubería y accesorios área de procesos, 2 bombas de líquidos, 1 bomba de químicos, 2 compresores de 0,4 MMPCD, 21 Km de tubería de 4" y accesorios del sistema contra incendios.				
						OBRAS ELÉCTRICAS	140000			
						Área de procesos				
						OBRAS ELECTRÓNICAS	120000			
						Instrumentación y control				
Subtotal					1542240		2291078	120000		
Yuca	0,4	5,6	900	5040	1814400	OBRAS CIVILES	233200	150000		
						Cuarto de control de estación, estudio de suelos, bases para hangares, obras complementarias, preparación del terreno, sistema contra incendios.				
						OBRAS MECÁNICAS	1591247			
						Tubería y accesorios área de procesos, 2 bombas de líquidos, 1 bomba de químicos, 2 compresores de 0,4 MMPCD, 18.96 Km de tubería de 4" y accesorios del sistema contra incendios.				
						OBRAS ELÉCTRICAS	140000			
						Área de procesos				
						OBRAS ELECTRÓNICAS	120000			
						Instrumentación y control				
Subtotal					1814400		2084447	150000		

OS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE GAS NATURAL Y LA PRODUCCIÓN DE GLP EN EL NORORIENTE ECUATORIANO

SUR: COCONACO, AUCA CENTRAL, YUCA, YULEBRA

ÁREA	I N G R E S O S					E G R E S O S				BALANCE
	MMPCD recuperados	TMD producidas	costo/TM (\$)	total diario (\$)	total anual (\$)	Suministro de equipos, materiales y su montaje	Precio Obra (\$)	Gastos/oper. anuales	Gasto Total (\$)	
Sur										
Yulebra	0,3	4,2	900	3780	1360800	OBRAS CIVILES Cuarto de control de estación, estudio de suelos, bases para hangares, obras complementarias, preparación del terreno, sistema contra incendios.	233200	150000		
						OBRAS MECÁNICAS Tubería y accesorios área de procesos, 2 bombas de líquidos, 1 bomba de químicos, 2 compresores de 0,4 MMPCD, 39 Km de tubería de 4" y accesorios del sistema contra incendios.	3329183			
						OBRAS ELÉCTRICAS Área de procesos	140000			
						OBRAS ELECTRÓNICAS Instrumentación y control	120000			
Subtotal					1360800		3822383	150000		
Total: Cononaco, Auca C, Yuca, Yulebra					6259680		10929846	540000	11469846	

INGRESOS						EGRESOS				BALANCE
	MMPCD recuperados	TMD producidas	costo/TM (\$)	total diario (\$)	total anual (\$)		Precio Obra (\$)	Gastos/operac. anuales	Gasto Total (\$)	
<u>Lago Agrio</u>										
Lago Agrio	0,4	5,6	900	5040	1814400	Suministro de equipos, materiales y su montaje	233200	150000		
						OBRAS CIVILES Cuarto de control de estación, estudio de suelos, bases para hangares, obras complementarias, preparación del terreno, sistema contraincendios.				
						OBRAS MECÁNICAS Tubería y accesorios área de procesos, 2 bombas de líquidos, 1 bomba de químicos, 2 compresores de 0,4 MMPCD, 23.6 Km de tubería de 4" y accesorios del sistema contra incendios.	1933780			
						OBRAS ELÉCTRICAS Área de procesos	140000			
						OBRAS ELECTRÓNICAS Instrumentación y control	120000			
Subtotal					1814400		2426980			
Guanta	0,17	2,38	900	2142	771120	OBRAS CIVILES Cuarto de control de estación, estudio de suelos, bases para hangares, obras complementarias, preparación del terreno, sistema contraincendios.	233200	150000		
						OBRAS MECÁNICAS Tubería y accesorios área de procesos, 2 bombas de líquidos, 1 bomba de químicos, 2 compresores de 0,2 MMPCD, 20 Km de tubería de 4" y accesorios del sistema contra incendios.	1685608			
						OBRAS ELÉCTRICAS Área de procesos	140000			
						OBRAS ELECTRÓNICAS Instrumentación y control	120000			
Subtotal					771120		2178808			
TOTAL					2585520		4605788	300000	4905788	