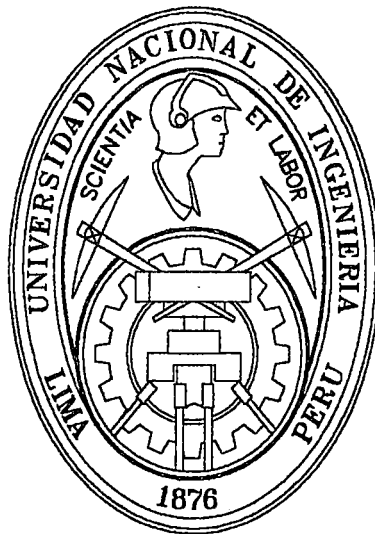


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“ANALISIS DE OPORTUNIDADES DE
DESARROLLO ENERGETICO DEL
GAS NATURAL DE AGUAYTIA”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO**

JAVIER TAMASHIRO HIGA

PROMOCION 1971-II

LIMA-PERU

2003

Digitalizado por:

Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse

A Dios, por su infinita bondad

*A mi esposa e hijos por su
constante apoyo*

*A mi asesor, Walter, por su
Invalorable ayuda*

INDICE

PRÓLOGO	1
CAPITULO I.- INTRODUCCIÓN	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Objetivo y alcances del estudio	6
1.3 Planteamiento del estudio: caso de Aguaytia	8
1.4 Metodología	11
CAPITULO II.- CONTEXTO ENERGETICO DEL ESTUDIO	12
2.1 El gas natural	12
2.1.1 Generalidades	12
2.1.2 La matriz energética del Perú	19
2.1.3 La matriz energética del Brasil	27
2.1.4 La matriz energética regional	32
2.2 El gas de Aguaytia	42
2.2.1 Descripción de la cuenca gasífera	51
2.2.2 Infraestructura energética regional	53
2.2.3 Planes y perspectivas de desarrollo	57
CAPITULO III.- EL MERCADO REGIONAL DEL GAS NATURAL	67
3.1 La cadena de suministro	67
3.1.1 Descripción de las operaciones	70
3.1.2 Sistema de fraccionamiento de LGN	77
3.1.3 Sistema de transporte de gas y condensado	79
3.2 El mercado mayorista	81
3.2.1 Energía eléctrica	81
3.2.2 Gas para el sector industrial	86
3.2.3 GTL	90

3.3	El mercado minorista	94
	3.3.1 Distribucion del gas	94
	3.3.2 Gasolinas y GLP	95
3.4	El mercado de la región noroeste del Brasil	99
CAPITULO IV.- ANALISIS Y RESULTADOS		109
4.1	Análisis por aspectos	109
	4.1.1 Política energética-transporte-infraestructura	109
	4.1.2 Socio-económico	113
	4.1.3 Legales, normativos y ambientales	116
4.2	Resumen	117
4.3	Resultados	126
CONCLUSIONES		129
BIBLIOGRAFIA		133
APENDICE		

PROLOGO

Este trabajo tiene como objetivo evaluar el proyecto del Gas Natural de Aguaytia en cuanto a aspectos que tienen que ver con la producción (upstream) y transporte y distribución (downstream) así como, su contribución al desarrollo del país dentro del contexto de integración fronteriza en la zona central de Latinoamérica. Igualmente se busca analizar sus proyecciones y repercusiones dentro de la macro región norte considerando su ubicación geográfica estratégica como fuente de energía dentro del actual contexto político y socio-económico.

En ese sentido, el primer capítulo trata sobre los antecedentes del gas de Aguaytia, los objetivos y alcances del trabajo así como sobre la metodología utilizada en el estudio.

El segundo capítulo aborda el contexto energético regional del estudio. Aquí se presenta las matrices energéticas del Perú, del Brasil y de la región, así como algunos aspectos referidos a la integración fronteriza, especificando el tratamiento de la exploración y producción, así como el del procesamiento industrial, transporte y comercialización. Además, se desarrolla aspectos

generales del gas de Aguatia y se hace una breve descripción la cuenca gasífera, la infraestructura física existente y los proyectos de desarrollo asociadas a ella.

El tercer capítulo cubre el mercado regional del gas natural, en él se describe las principales características de la cadena de suministro para la producción de gas y líquidos en la planta de producción instalada. Se describe el tipo de mercado (mayorista y minorista) especificando los principios que la sustentan; la conformación y atribuciones de los agentes económicos. Aquí se presenta también el mercado de la región noroeste del Brasil.

En el cuarto capítulo se presenta el análisis de la información consultada y los resultados del mismo, que están orientados a la identificación y el aprovechamiento de oportunidades para el negocio del gas natural. Aquí se ven los sectores conexos así como los campos de cobertura.

Finalmente se acompaña las conclusiones y recomendaciones a las que se ha llegado.

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

En el Perú, la primera y única experiencia de distribución de gas natural por tuberías subterráneas fue realizada en la ciudad de Talara en el norte del país por la empresa International Petroleum Company, que operó la zona hasta 1968. Luego de la nacionalización de esta empresa por el gobierno militar, estas instalaciones fueron manejadas por Petro-Perú hasta 1992, fecha en que se decide terminar con el servicio debido a la obsolescencia de los equipos. Recientemente inversionistas privados han retomado el proyecto. El proyecto desarrollado por la empresa Aguaytía Energy del Perú SRL constituye, por lo tanto, la segunda iniciativa en nuestro país.

En ese sentido, el BID concretó el financiamiento para el proyecto Aguaytía otorgando el primer préstamo del departamento del Sector Privado del BID para el Perú para empresas sin posibilidad de recurso en América Latina, por un monto de 60 millones de dólares en financiamiento para Aguaytía Energy del Perú S. R. Ltda., destinados a la primera planta de energía comercial.

El proyecto Aguaytía constituyó así la primera planta generadora operada a gas del Perú y es la primera instalación privada de energía que vende electricidad exclusivamente al mercado de entrega inmediata. Además de la participación a 12 años del BID, el financiamiento total de 257 millones de dólares incluyó un préstamo de 78 millones de dólares de Trust Company of the West y un crédito de 22 millones de dólares del Banco Wiese del Perú.

Aguaytía Energy del Perú S. R. Ltda. es una empresa creada especialmente para desarrollar este proyecto, con accionistas que son líderes en las industrias del gas natural y la generación eléctrica, y amplia experiencia en proyectos similares en todo el mundo. Entre ellos figuran The Maple Gas Corporation, Pan Energy Corporation, El Paso Energy Development Corporation, el Scudder Latin American Power Fund, Illinova Generating Company y Power Markets Development Corporation.

El proyecto Aguaytía marca el inicio de la participación privada en el sector eléctrico bajo el nuevo marco regulatorio del Perú y tiene una innovadora estructura integrada que incluye:

- Construcción y operación de una planta generadora a gas de ciclo simple de 160 MW.
- Construcción de aproximadamente 400 kilómetros de líneas de transmisión secundaria de 220 kV e instalaciones relacionadas que conectarán a la planta con la red eléctrica nacional del Perú.
- Desarrollo del campo gasífero de Aguaytía para abastecer de gas

a la nueva planta generadora y vender gas natural licuado al mercado local.

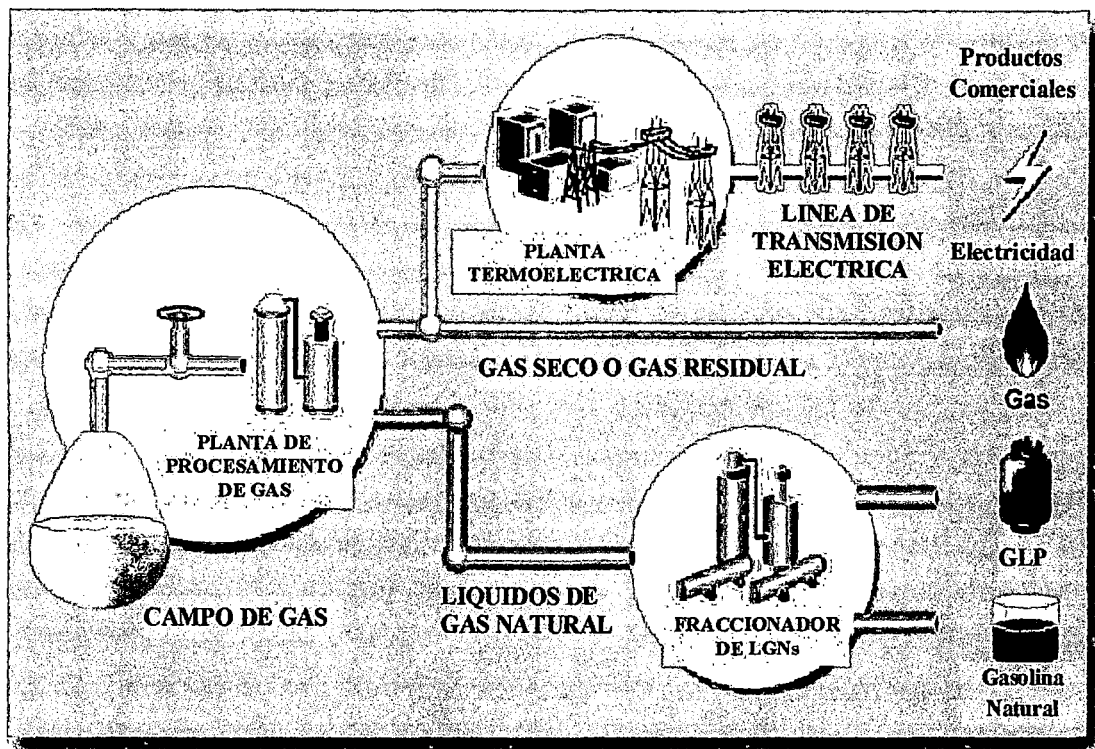
- Construcción y operación de instalaciones de procesamiento de gas, 204 kilómetros de ductos para gas y gas natural licuado, e instalaciones de fraccionamiento, almacenaje y carga de gas natural licuado.

La planta generadora se construyó según los términos de los contratos llave en mano IAC (ingeniería - adquisiciones- construcción) a precio fijo, celebrados con subsidiarias de Asea Brown Boveri (ABB). Las dos turbinas de combustión, con una potencia neta de aproximadamente 80 MW cada una, fueron provistas por ABB. Dart International proporcionó las instalaciones de perforación para los pozos de gas adicionales.

El BID ha desempeñado un importante papel facilitador en la Ley de Concesiones de Electricidad del Perú, que abre camino a la participación privada en el sector. La participación del BID en el proyecto Aguaytía fue clave, por cuanto representó el primer proyecto independiente de generación eléctrica que se desarrolla en el Perú y continúa los esfuerzos previos del BID por ayudar al país a atraer inversión privada al sector.

El Departamento del Sector Privado del Banco fue establecido en 1995 para proporcionar financiamiento de largo plazo con garantías a los proyectos privados de infraestructura en América Latina y el Caribe; hasta la fecha el BID ha aprobado once préstamos para proyectos en la región.

Figura N° 1.1.- Estructura Integrada del Negocio del Gas de Aguaytia



Fuente: Aguaytia Energy del Perú SRL

1.2 OBJETIVO Y ALCANCES DEL ESTUDIO

Este trabajo tiene como objetivo principal evaluar el proyecto del Gas Natural de Aguaytia en cuanto a aspectos que tienen que ver con el upstream y el downstream, así como su contribución al desarrollo del país dentro del contexto de integración fronteriza en la zona central de sudamérica.

Igualmente se busca analizar sus proyecciones y repercusiones dentro de la macro región norte considerando su ubicación geográfica estratégica como fuente de energía dentro del actual contexto político y socio-económico

El trabajo específicamente cubre los siguientes puntos:

- Revisión tanto de las matrices energéticas como de los ejes de integración

El trabajo específicamente cubre los siguientes puntos:

- Revisión tanto de las matrices energéticas como los ejes de integración física y comercial Perú-Brasil, para el normal desarrollo del negocio del gas natural en la zona.
- Identificación de la infraestructura tanto física como energética existente y sus posibilidades de integración de manera que posibiliten el desarrollo del gas natural en toda la región.

Alcance del Estudio

El estudio prevee cubrir aspectos globales de la temática desarrollada en aspectos referidos a lo socioeconómico, ambiental y político que tienen que ver con el objeto del trabajo. Se discriminará el uso sustituible de gas natural y el no sustituible, de acuerdo a los diferentes sectores de consumo de energéticos.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO: CASO DE AGUAYTIA

El proyecto de Pucallpa representa el segundo emprendimiento de género en el país. Este resulta de las condiciones favorables de disposición del combustible prácticamente al ingreso de la ciudad de Pucallpa por medio de un gasoducto existente, el cual llega hasta la Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural, ambas instalaciones de propiedad de la empresa Aguaytía Energy del Perú SRL. El gasoducto fue construido inicialmente para abastecer de combustible a la central térmica de Yarinacocha, la misma que a la fecha viene consumiendo petróleo residual.

Es por esta situación que se tendrá en cuenta que Aguaytía desea promover el uso del gas natural para que sea desarrollado por terceros inversionistas, quienes comprarán el gas para venderlo a través de la red de distribución. Así Aguaytía usará la capacidad instalada desaprovechada de su gasoducto y se beneficiará a Pucallpa dotándola de un combustible mucho más económico y limpio, de tal manera que se pueda evitar la tala indiscriminada de árboles para su uso como combustible de leña, pues el gas tendría un bajo precio.

El proyecto lo realizará el Inversionista que obtenga la buena pro de la licitación que ha convocado Aguaytía Energy. Se entiende también que este proyecto será financiado por el Inversionista en forma independiente de Aguaytía Energy, con quien no existirá mayor vínculo que el comercial producto de la compra-venta del gas. De esta forma se desarrollará un

sistema de tuberías para suministrar gas seco, como combustible alternativo más económico a las principales industrias de la ciudad de Pucallpa, que actualmente utilizan petróleo residual 6, diesel 2 y leña, donde se pretende dotar de un servicio moderno que responda a las nuevas tecnologías, ofreciendo un sistema seguro, económico y suministro permanente para satisfacer las necesidades de los usuarios.

La identificación del mercado potencial del gas natural en Pucallpa considera en un primer momento sólo al sector industrial. La inclusión simultánea o posterior del mercado doméstico de la ciudad de Pucallpa dependerá de las evaluaciones particulares y definitivas de cada Inversionista y queda a su mejor criterio técnico económico.

No es novedad, por otro lado, la existencia de contactos a diversos niveles entre Perú, Brasil y Bolivia para integrar toda la zona limítrofe, a tal efecto los presidentes de los tres países se reunieron el 2001 en Basilea por invitación del presidente H. Cardoso y resolvieron lanzar un proyecto de cooperación política y de integración económica de gran proyección y envergadura internacional. En su reciente reunión de La Paz los presidentes decidieron impulsar la integración económica regional a través de las vertientes de la Comunidad Andina y el MERCOSUR donde se contemplaba la construcción de la infraestructura necesaria para los objetivos de integración entendida no sólo como vías de tránsito sino como ejes vertebradores del espacio sudamericano.

Estos hechos recogen una dinámica que se viene gestando de un tiempo a esta parte y en especial con la zona noroeste del Brasil donde la integración se viene intensificando, lo que hace necesario analizar las perspectivas de Aguaytia dentro de un ámbito mas amplio al que tradicionalmente se venía dando. La integración fronteriza viene, sin embargo, encontrando algunas barreras para la inversión; no obstante, se está dando una integración tanto física como comercial en toda la zona amazónica.

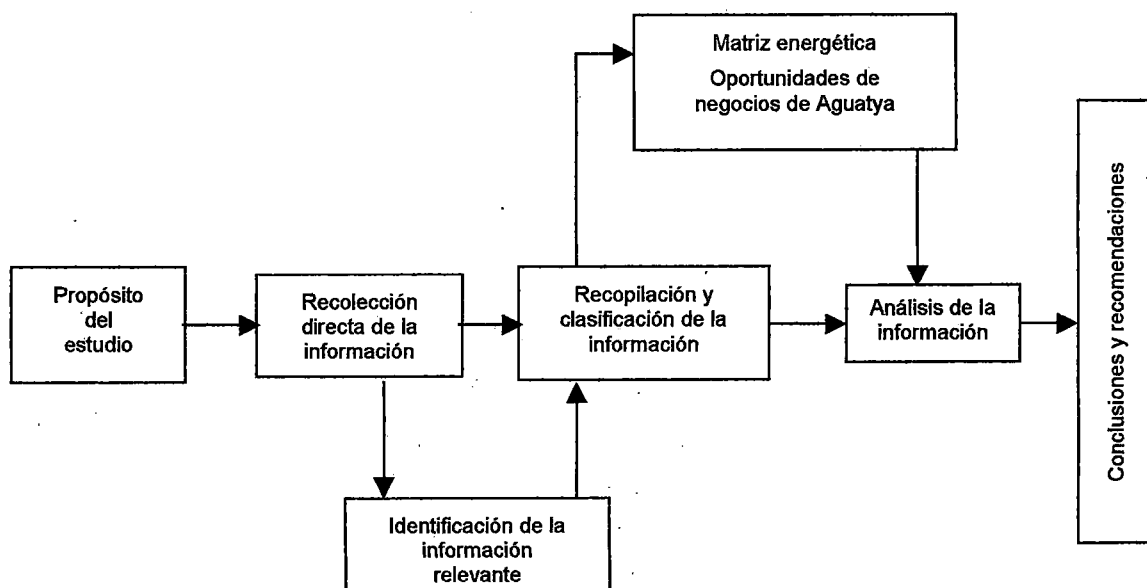
Dentro de este contexto del gas natural, en la región norte del Brasil a través de Gaspetro se viene invirtiendo en un proyecto para la generación termoeléctrica a partir del gas natural, con el propósito de garantizar el suministro de energía a los estados de Amazonas, Rondonia y Acre. Además de la generación térmica en Manaus y Porto Velho, estos proyectos también abarcan la construcción de dos gasoductos - uno conectando Coari a Manaus; y otro de Urucu a Porto Velho - que se extienden a lo largo de 1.000 kilómetros. Todas estas localidades son vecinas a la frontera con el Perú.

Los combustibles derivados del petróleo, que actualmente se utilizan en esta zona en la generación de energía eléctrica, serán substituidos por el gas natural proveniente de la cuenca gasífera del Alto Amazonas. Se estima que las inversiones en este proyecto asciendan a cerca de mil millones de dólares - apenas en las adaptaciones de las plantas termoeléctricas y en la construcción de nuevas instalaciones.

Este servicio garantizará la generación de 930 MW de energía eléctrica e involucrará no sólo a Gaspetro sino también a Eletrobrás, a Eletronorte, el Ministerio de Minas y Energía, la Companhia de Gás do Amazonas - Cigás, y la Companhia Rondoniense de Gás - Rongás, entre otras. Bajo esta situación el estudio del gas de Aguaytia se realizara contemplando los resultados que se vienen dando en el ámbito de toda la región (tanto en el lado peruano como brasileño) incluyendo el desarrollo de la parte nororiental del Perú que incluye el proyecto de fosfatos de Bayobar.

1.4 METODOLOGIA

La metodología seguida en el estudio comprende los pasos mostrados en la figura que sigue. Ella contempla aspectos energéticos y socio económicos referidos a Perú y Brasil y el análisis de las matrices energéticas de la cuenca gasifera de Aguaytia.



CAPITULO II

CONTEXTO REGIONAL DEL ESTUDIO

Este capítulo aborda el contexto energético regional del estudio. Aquí se presentan las matrices energéticas del Perú, del Brasil y de la región.

Se desarrolla el gas de Aguaytia describiendo brevemente la cuenca gasífera, la infraestructura física y energética existente y los proyectos de desarrollo asociadas a ella.

2.1 ELGAS NATURAL

2.1.1 Generalidades

El gas natural está constituido por el conjunto de hidrocarburos de las series parafínicas que incluye el metano, y está compuesto por moléculas de energía que contienen muy pocas impurezas y son de combustión limpia.

El principal componente del gas natural es el metano y usualmente el contenido de metano en el gas natural es no menor del 80%. Este gas tiene una variedad de usos, siendo uno de los principales como insumo o

combustible en la actividad industrial, así como combustible en las plantas térmicas generadoras de electricidad.

Los otros componentes del gas natural, además del metano, son el etano, el propano, el butano y otras fracciones más pesadas como el pentano, el hexano, el heptano, entre otros.

El metano y el etano se encuentran en fase gaseosa y el etano puede convertirse en etileno que constituye un insumo para la industria química.

El propano y el butano se encuentran en fase gaseosa a temperaturas y presiones normales. La mezcla del propano y del butano, sea en fase líquida o gaseosa, se denomina "gas licuado de petróleo" (GLP) y es el que se comercializa normalmente en balones para su utilización en cocinas, calentadores y en otros usos industriales.

Se denomina "líquido del gas natural" (LGN) a la combinación del gas propano, butano, etano y otros condensados que puede tener el gas natural. El LGN tiene un valor comercial mayor que el gas metano.

Los hidrocarburos más pesados como el pentano, el hexano y el heptano pasan con facilidad a la fase líquida y constituyen lo que se conoce como "gasolina natural" o "condensados".

El gas natural licuado (GNL) está compuesto básicamente del gas metano, que es sometido a un proceso criogénico a fin de bajar su temperatura hasta

menos de 160°C para licuarlo y reducir su volumen en una relación de aproximadamente de 600/1 entre el volumen que ocupa en estado gaseoso y el ocupado en forma líquida, con el objeto de transportarlo a grandes distancias hacia los centros de consumo.

Los reservorios de petróleo o del gas natural están constituidos por rocas porosas en estructuras geológicas denominadas yacimientos, que pueden ser de tres tipos:

1. Yacimientos de gas asociado, donde el producto principal es el petróleo
2. Yacimientos de gas no asociado o libre, donde el producto principal es el gas, también se denominan yacimientos de gas seco
3. Yacimientos de condensados, donde el gas se encuentra mezclado con hidrocarburos líquidos y que se denominan yacimientos de gas húmedo

Además de abundante, el gas natural es la una de las energías primarias convencionales más limpias; por eso su consumo en el mundo ha aumentado en el orden de un 25% entre 1986 y 1997 aunque algunos estudios indican que fue poco más de un 30% en los últimos diez años, esto en razón de que, en la mayoría de los casos, el crecimiento de la demanda de gas ha sido siempre mayor que la pronosticada.

Tomando como referencia los países latinoamericanos que poseen reservas de gas, el Perú lleva 20 años perdiendo un tiempo precioso sin explotar sus yacimientos de gas. México, Venezuela, Colombia y Argentina cuentan con redes de gas que cruzan sus territorios en diversas direcciones y Argentina

ha extendido su red gasífera a Chile. Otro caso importante es el de Bolivia, que sin pérdida de tiempo ha puesto en operación un gasoducto desde Santa Cruz hasta Sao Paulo, en Brasil, y que está teniendo gran éxito debido al inmenso mercado que representa Brasil.

Hay que decir aquí, que a nivel global, el gas natural constituía un 23.2% de la energía primaria y estaba por encima de la energía nuclear (7%) e hidráulica (3%), tal como se muestra en el cuadro 2.1. Se estima que a la tasa de consumo esperada (1.6%) este recurso debe abastecer el mercado unos 64 años. Por otra parte hay que señalar que en el caso que los centros de consumo de gas estén demasiado alejados de los de producción como para poder instalar un gasoducto, terrestre o submarino, el gas natural se transporta licuado (GNL) en barcos denominados metaneros. Una cuarta parte del comercio internacional se está haciendo de esta forma, especialmente hacia Japón.

Por otro lado, el mercado sudamericano de 2.7 billones de pies cúbicos puede llegar hasta los 7 billones en el año 2005.

Por lo tanto, se ha hecho necesaria la construcción de una red de ductos que toma como eje central al gasoducto Santa Cruz – Sao Paulo – Puerto Alegre, llegando al Brasil también desde el norte argentino y donde la bisagra será el Gasoducto Yacuiba – Santa Cruz. Esta red de ductos permitirá la llegada de gas boliviano, argentino o peruano (Campo Camisea) a los grandes mercados de consumo.

Cuadro 2.1: Resultados globales de energía

DESCRIPCION	INDICADOR
Composición del consumo mundial de energía primaria en 1997:	petróleo, 39.9% ; carbón, 27% ; gas natural, 23.2% ; nuclear, 7.3% ; hidroeléctrica, 2.7%
Tasa de crecimiento del consumo mundial de energía primaria por tipo de recurso entre 1986 y 1997:	nuclear, 3.85% ; gas natural, 2.5% ; hidroeléctrica, 2.3% ; petróleo, 1.5% ; carbón, 0.7%
Tasa de crecimiento promedio anual del consumo mundial de gas natural entre 1991 y 1997:	1.6%
Tasa de crecimiento promedio anual de las reservas mundiales de gas natural entre 1991 y 1997:	2.6%
Años estimados de abastecimiento mundial de gas natural en 1997:	64.1
Tasa de crecimiento promedio anual de producción mundial de gas natural seco entre 1991 y 1997:	1.6%

Fuente: Departamento de Investigación y Desarrollo del Grupo Editorial Expansión (México-1999)

El interés boliviano es el acceso a importantes mercados como es el mercado brasileño. asegurando un gran crecimiento en inversiones, exploración y producción para ese país.

La demanda de Gas Natural en los próximos años crecerá pues sustancialmente gracias a que Bolivia tiene que cumplir con el contrato suscrito con el Brasil para la exportación de esta materia prima. Los volúmenes de Gas Natural a ser vendidos al Brasil y la demanda brasileña están descritos en el cuadro N° 2.2.

Cuadro N° 2.2.- Brasil: Demanda de Gas Natural.

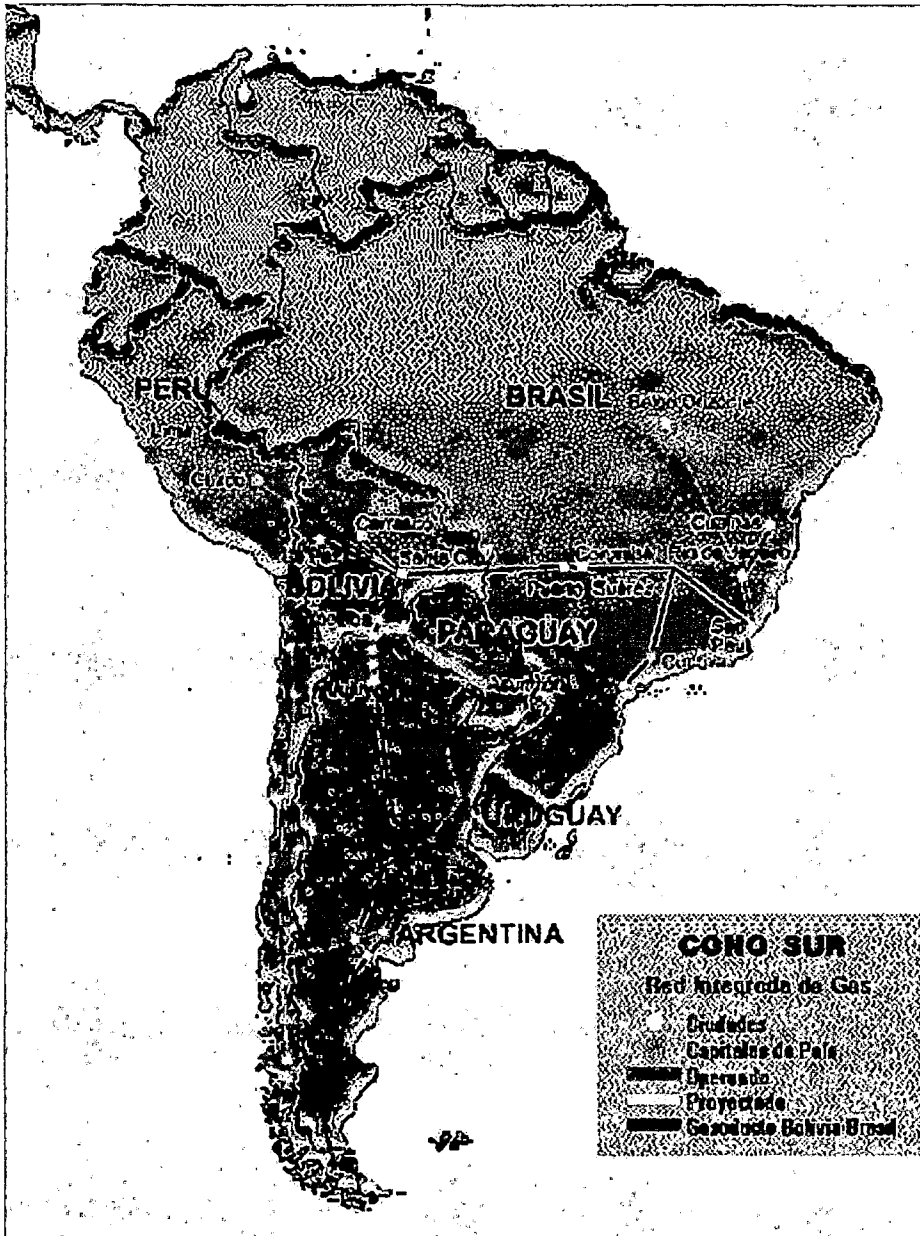
Millones Metros Cúbicos Día (millones Pies Cúbicos)

Año	DEMANDA ESTIPULADA EN EL CONTRATO	DEMANDA BRASILEÑA	DEMANDA ADICIONAL AL CONTRATO
1	9.1 (321)	8.0 (282)	-
2	16.3 (575)	17.2 (606)	8.1 (286)
3	20.4 (720)	24.5 (863)	14.2 (501)
4	24.6 (868)	28.0 (986)	16.6 (17.4)
5	25.7 (907)	30.0 (1,056)	17.4 (614)
6	30.08 (1062)	30.0 (1,056)	16.3 (575)
7	30.08 (1062)	30.0 (1,056)	15.1 (533)
8 al 20	30.08 (1062)	30.0 (1,056)	14.0 (494)

Fuente: Bolivia: Ministerio de Energía y Minas - Hidrocarburos

Como se puede observar en el cuadro, existe una demanda adicional a los volúmenes contractuales establecidos y el abastecimiento de esta demanda, podrá ser suministrado por empresas que suscriban contratos de riesgo compartido con YPFB y que descubran suficientes reservas de gas natural para que éste pueda ser exportado al Brasil. Bolivia en su afán de convertirse en el núcleo energético del cono sur, está promoviendo la construcción de nuevos ductos. Estos proyectos consolidarán el proceso de integración energética y desarrollarán nuevas oportunidades de negocios en las actividades de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.

Figura N° 2.1.- Red de principales Gasoductos en América del Sur



2.1.2 La matriz energética del Perú

PETROLEO

El Perú ha estimado las reservas probadas de petróleo en 323 millones de barriles en enero de 2003. La producción de petróleo bajó agudamente a finales de los 80' y comienzos de los 90'. Desde 1996 la producción petrolífera ha caído de 122,000 barriles por día a cerca de 97,600 barriles por día (bbl/d) en el año 2002. El consumo en el año 2002 era de 160,000 bbl/d y las importaciones netas eran de 83,000 bbl/d, principalmente de Colombia, Ecuador y Venezuela.

El oleoducto Norperuano con una capacidad de transporte de 250,000 bbl/d, lleva actualmente sólo cerca de 80,000 bbl/d de petróleo crudo (menos del 40% de su capacidad).

En agosto de 2001, el primer transporte de petróleo de la región amazónica del Ecuador fue enviado por el río al oleoducto Norperuano. Esta es la primera etapa de un proyecto que permitirá que el Ecuador exporte petróleo a través del oleoducto Norperuano, permitiendo el uso más eficiente del mismo. Por ahora el petróleo se está enviando por lanchas al oleoducto, pero existen planes para construir una tubería que lo conecte al oleoducto Norperuano.

Perú tiene 7 refinerías. La más grande, La Pampilla, con una capacidad de procesar 100,000 bbl/d de petróleo crudo, experimentó una privatización del

60% en 1996 y es controlado actualmente por REPSOL-YPF. Petroperú opera cuatro refinéncias: Talara con una capacidad de 62,000 bbl/d; Iquitos-Loreto con una capacidad de 10,500 bbl/d; Conchan con una capacidad de 6,500 bbl/d; y El Milagro-Amazonas con una capacidad de 1,700 bbl/d. La refinéncia de Pucallpa, que viene siendo operada por Maple Gas Corporation, tiene una capacidad de 3,300 bbl/d. Por último, la refinéncia de Siviya-Loreto, operada por Pluspetrol Perú corporation, con una capacidad de 2,000 bbl/d.

En el año 2001 la producción de petróleo crudo fue de $9320 \times 10^3 \text{ m}^3$, inferior en 2,4% respecto al año anterior. Del total producido, el petróleo industrial representó el 36%, seguido del petróleo diesel con 23% y la gasolina con 21%.

Cuadro N° 2.3.- Producción de derivados de hidrocarburos (10^3 m^3)

PRODUCTO	2000	2001	Variación (%)
GLP	395	368	- 6.8
Gasolina	1 932	1 949	0.9
Kerosene	833	865	3.9
Turbo	449	446	- 0.5
Diesel	1 989	2 170	0.1
Petróleo industrial	3 127	3 395	8.6
Gas de refinéncia	84	86	2.8
No energético	82	40	- 51.0
TOTAL	8 890	9 320	4.8

Fuente: DGH-MEM

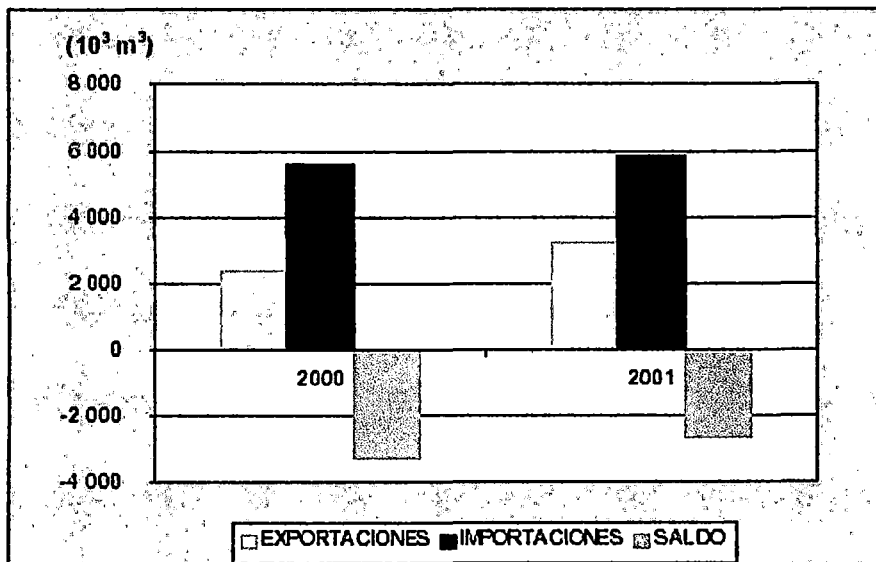
A nivel de sectores económicos el principal demandante de los derivados de petróleo fue el sector transporte como se aprecia en el cuadro N° 2.4.

Cuadro N° 2.4.- Consumo final de los derivados de hidrocarburos por sectores económicos (10³ m³)

SECTORES ECONOMICOS	GLP	GASOLINA MOTOR	KEROSENE JET	DIESEL OIL	PETROLEO INDUSTRIAL	TOTAL
Residencial y comercial	701	0	755	5	5	1 466
Público	1	166	78	25	4	275
Transporte	16	1 167	441	2 162	52	3 838
Agropecuario y agroindustrial	0	18	0	9	23	50
Pesquería	0	1	3	34	257	296
Minero metalúrgico	9	2	27	209	377	623
Industrial	92	16	9	215	762	1 095
Consumo no identificado	0	0	0	0	0	0
Consumo final energético	818	1 370	1 314	2 659	1 480	7 642

Fuente: DGH-MEM (2001)

Cuadro N° 2.5.- Balanza comercial de hidrocarburos (10³ m³)



Fuente: DGH - MEM

GAS NATURAL

Perú ha probado las reservas de gas natural de cerca de 8.7 trillones de pies cúbicos en enero de 2003. En el año 2001 Perú produjo alrededor de 13,000

millones de pies cúbicos. Se espera aumentar considerablemente la producción de gas natural en los próximos años con el desarrollo del gas del yacimiento de Camisea, uno de los más grandes de América del Sur. Se espera también que la demanda de gas natural aumente en los próximos años, para lo cual el gobierno peruano ha tomado dos medidas muy importantes: eliminar progresivamente el uso de gasolina de 84 octanos, que está prohibida según los términos de acuerdos ambientales; y sustituyendo el combustible diesel 2 en el transporte y el sector industrial, con el gas natural. En el año 2001, el gas natural representaba solamente el 2.2 % del consumo de energía total en el país.

En 1986 la compañía petrolera Shell descubrió dos campos de gas natural en el área de Camisea con una capacidad estimada de 13 trillones de pies cúbicos y 600 millones de barriles de líquidos de gas natural. En el 2000, después de muchos retrasos, el comité especial del proyecto Camisea (CECAM) concluyó los contratos de explotación, producción y transporte y distribución. El gobierno concedió a las empresas Pluspetrol (operador), Hunt Oil, grupo SK y a Tecpetrol (que es poseído por Techint) la porción upstream del contrato. La porción downstream contiene tres sub-contratos: 1) transporte del gas de Camisea a Lima; 2) transporte de los líquidos del gas natural de Camisea a la costa y 3) distribución del gas en Lima y Callao. En octubre del 2000, el gobierno concedió al consorcio Transportadora de gas del Perú (TGP) los primeros dos contratos de la porción downstream del proyecto que incluye la construcción y operación de dos tuberías, una para

el gas natural (446 millas) y la otra para líquidos de gas natural (338 millas). En mayo del 2002, el gobierno concedió a Tractebel la tercera porción del contrato downstream, para construir y operar la red de distribución del gas en Lima y el Callao por 30 años. Tractebel construirá la tubería principal de distribución de aproximadamente 37.5 millas para entregar el gas natural a las industrias y generadoras de energía (ETEVENSA).

Se espera que la capacidad inicial de la tubería de gas natural de Camisea sea de 250 MMPCD, extendible hasta 729 MMPCD y de 70,000 bbl/d del condensado.

Otra posibilidad de la producción del gas natural de Camisea es exportarla como gas natural licuado (LNG), muy probablemente a la costa oeste de los Estados Unidos de Norteamérica o México.

En 1993, se le concedió a la empresa Maple Gas Corporation el campo de gas de Aguaytía, el primer campo de gas natural que se desarrollará comercialmente en el Perú.

Cuadro N° 2.6.- Usos del gas seco (millones de m³)

Actividad	Cantidad
Consumo doméstico	0
Destino a generación eléctrica	280
Refinerías	77
Operaciones petroleras	259
TOTAL	616

Fuente: DGH-MEM

La Producción de líquidos del gas natural en el año 2001 ascendió a 269

963 m³. La estructura de los mismos estuvo formada por 59% de gasolina natural, 37 % de GLP y 4% otros. Tal como se aprecia en el cuadro N° 2.7

Cuadro N° 2.7.- Producción de líquidos del gas natural (m³).

PRODUCTOS	VERDUN	AGUAYTIA	TOTAL
GLP	21 270	78 261	99 531
Gasolina natural	8 505	151 657	160 162
Propano	382		382
Butano	79		79
Hexano	0		0
Solventes	9 808		9 808
Pentano	0		0
TOTAL	40 045	229 918	269 963

Fuente: DGH-MEM.

ELECTRICIDAD

El Perú tiene cerca de 6,100 MW de capacidad eléctrica instalada, con un poco más de la mitad en centrales hidroeléctricas y el resto en centrales termoeléctricas que funcionan con petróleo diesel. En el año 2001 se generó aproximadamente 20,600 MW-h, un poco mayor a los 19,500 MW-h del año 2000. Se consumió 19,100 MW-h en el 2001, de los cuales el 90% fue provisto por las centrales hidroeléctricas. Debido a los patrones de precipitación que ocurre en el país, las centrales hidroeléctricas no generan en forma constante durante todo el año, motivo por el cual se está procurando reducir su dependencia y sustituirla por las plantas de gas natural.

En los años 90, el gobierno aprobó los planes para liberalizar el sector

eléctrico del país. En 1922, fue aprobada una ley de concesiones eléctricas que permitió la generación, transmisión y distribución privadas de la electricidad en el Perú. En setiembre de 1998, el gobierno congeló las concesiones de todos los proyectos hidroeléctricos, como parte del empuje para maximizar el valor potencial del proyecto del gas natural de camisea. Sin embargo, en diciembre del 2000, el Ministerio de Energía y Minas levantó las restricciones dando el visto bueno a nuevos proyectos hidroenergéticos: Chevez (560 MW), Platanal (270 MW), San Gabán I (100 MW), Tarucani (100 MW), Marañón (100 MW), Huanza (86 MW), Poechos I y II (27 MW c/u), Quitarasca I (112 MW), Pias (20 MW), Ocoña (140 MW) y Yuncán (130 MW).

En setiembre del 2002, compañías colombianas (Interconexión eléctrica ISA, Traselca y Empresa de energía de Bogotá EEB), asumió el control de la gerencia de la red de distribución eléctrica peruana. El Perú está en proceso de integrar su red a los de Colombia y Ecuador. Los tres países han firmado un acuerdo preliminar con este fin en setiembre del 2001 y abril del 2002. Estos acuerdos son una parte de un movimiento más grande de la comunidad andina para crear un mercado eléctrico común. Una vez que el mercado integrado esté funcionando, las líneas de transmisión permitirán un flujo permanente de energía entre cada uno de los sistemas, de tal manera que cada país compre energía bajo condiciones más favorables. En noviembre del 2002, Perú y Ecuador firmaron un acuerdo bilateral de integración eléctrica, por el cual el Perú debe comenzar a exportar

electricidad al Ecuador en setiembre del 2004. ISA de Colombia es responsable de construir la parte peruana de la línea de transmisión de 35 millas de Zorritos a Zarumilla. En la primera etapa la línea tendrá una capacidad de 90 MW; la segunda etapa implicará la construcción de una sub-estación, permitiendo la transmisión de 150 MW en ambas direcciones y la tercera etapa incluye la construcción de una segunda sub-estación para levantar la capacidad de la línea a 250 MW. La meta es permitir que el Perú transporte el exceso de hidroelectricidad durante su estación de lluvias a Ecuador.

En 1998, el gobierno concedió al consorcio Transmantaro para construir una línea de transmisión de 605 km (Mantaro-Socabaya) que unificará las redes centro-norte y meridionales del Perú. Esta línea funciona desde octubre del 2000.

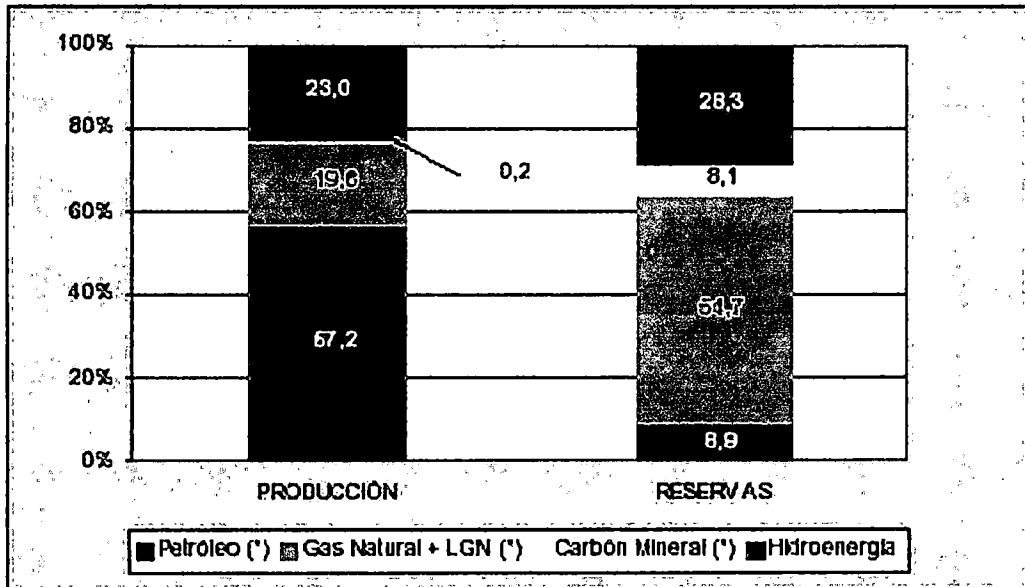
Cuadro 2.8 : Perú: Visión general energética

Reservas probadas de petróleo	323 millones de barriles
Producción de petróleo	97,666 bbl/día (93,666 bbl/d de petróleo crudo)
Consumo de petróleo	160,000 bbl/día
Importación neta de petróleo	83,000 bbl/día
Capacidad de refinación	190,950 bbl/día
Reservas de gas natural	8.7 trillones de pies cúbicos
Producción de gas natural	13.1 billones de pies cúbicos
Consumo de gas natural	13.1 billones de pies cúbicos
Reservas de carbón	1.17 billones de toneladas cortas
Producción de carbón	50,580 toneladas cortas
Consumo de carbón	920,000 toneladas cortas
Capac. de generación eléctrica	6,100 MW (47% hidroeléctrica)
Generación neta de electricidad	20.6 billones kW-h

Fuente: Energy Information Agency: country analysis brief, abril 2003

Con respecto a la producción de energía comercial registrada en el año 2001 fue 344 138 TJ, siendo la producción de petróleo crudo la predominante, representando el 57% del total. Tenemos un gran potencial en reservas de gas natural y líquidos. En segundo lugar está la hidroenergía, tal como se muestra en el cuadro N° 2.9.

Cuadro N° 2.9.- Producción vs Reserva (2001)



(*) Reservas a diciembre de 2000

2.1.3 La matriz energética del Brasil

PETROLEO

Brasil contiene la segunda más grande reserva de petróleo en Sudamérica, después de Venezuela, de 8.3 billones de barriles. El país continúa en sus esfuerzos para ser auto-suficiente en la producción de petróleo hacia el año

2006, y ha realizado pasos muy positivos para lograrlo. Petrobras anunció que tiene un plan de inversión de 34 billones de dólares para los próximos cuatro años principalmente en exploración. Petrobras también espera que su promedio de producción de petróleo para uso doméstico sea de 1.82 MMBPD en el año 2005. En general, la producción total de petróleo ha ido creciendo desde principios de 1990, produciendo cerca de 1.6 millones barriles por día en el año 2002. Sin embargo, el consumo para el año 2002 se estimó en 2.2 millones de barriles por día; por lo que tuvo que importar desde el Africa y el Medio Oriente, Venezuela y Argentina.

Petrobras planea invertir 5.5 billones de dólares hasta el año 2007 para incrementar la capacidad de refinamiento de 300,000 bartriles por día, hasta 1.9 millones de barriles por día. Actualmente existen 13 refinerías de crudo en el Brasil de los cuales 11 pertenecen a Petrobras que constituye aproximadamente el 99% de la capacidad de refinamiento.

GAS NATURAL

El consumo y la producción de gas natural en el Brasil ha ido creciendo desde 1990, importándolo al comienzo y comenzando en 1999 a superar la demanda al suministro. La producción de gas natural alcanzó su nivel más alto en el año 2000 en 257 billones de pies cubicos, pero declinó en el año 2001 en 18% por la situación económica del país. Sin embargo, el consumo sigue aumentando, estimándose en 339 billones de pies cúbicos en el 2001. En enero del 2003, las reservas se estiman en 8.1 trillones de pies cúbicos, constituyendo el quinto más grande de Sudamérica, después de Venezuela,

Argentina, Bolivia y Perú.

La exploración y producción históricamente ha sido llevado a cabo por Petrobras. Tradicionalmente, la distribución ha estado en manos del estado. De acuerdo con la agenda de privatizaciones del Brasil, se planea privatizar sólo parte del sector del gas natural del país, porque mantiene un sistema de gobierno federalizado. En un esfuerzo para levantar el necesario capital de trabajo, el gobierno ha iniciado la venta de compañías de distribución de gas; así las compañías de distribución de Rio de Janeiro y de Sao Paulo están ahora en manos de compañías privadas.

Los yacimientos de Campos y Santos son las reservas más grandes de gas natural del Brasil. Otros yacimientos se encuentran en Foz do Amazonas, Ceara y Patiguar, Pernambuco y Paraíba, Sergipe/Alagoos, Espirito y Amazonas. En mayo del 2003, Petrobrás confirmó que ha descubierto un gran yacimiento de gas natural estimado en 2.45 Tcf, en el bloque BS-400 en el yacimiento de Santos.

En 1997, el gobierno decide incrementar planes para que el consumo total de energía en base a gas natural se incremente hasta el 12% en el año 2002. Junto con la construcción de una planta de potencia con gas natural, Petrobras firma un contrato con Bolivia para importar gas natural a través de un gasoducto que comenzó a trabajar en junio de 1999.

En Brasil existen dos gasoductos internacionales de conexión, la primera

con Bolivia que aprovechando el curso del Rio Grande llega hasta Sao Paulo y porto Alegre, de 1.05 billones de pies cúbicos por día de capacidad; sin embargo, debido al alto precio del dólar, el gobierno del Brasil ha suspendido los planes de expansión del gasoducto. La segunda conecta Paraná, Argentina, con Uruguaiana, Brasil, con una extensión de aproximadamente 270 millas. Ambas en la zona sur del país.

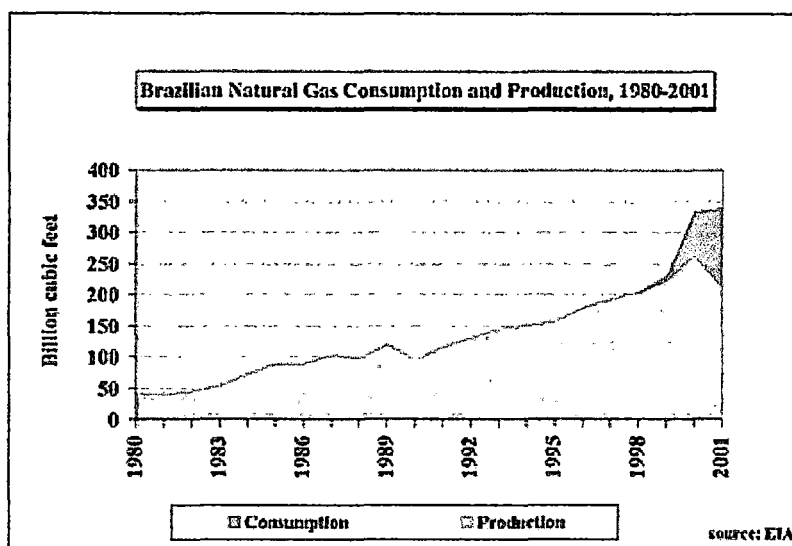
Petrobras recientemente divulgó un informe referido al estudio de viabilidad de la construcción de 745 millas de tuberías para conectar mediante una red el sudeste y el noeste del Brasil, permitiendo el transporte de gas natural desde Bolivia hasta el yacimiento de Santos.

Petrobras también está en negociaciones con los estados de Amazonas y Rondonia para la construcción de 342 millas de tuberías de Uruco a Porto Velho. Se espera que esta línea suministre 80.5 millones de pies cúbicos por día, principalmente a la planta termoeléctrica de El Paso de 404 MW. Problemas con la licencia ambiental ha retardado la construcción de la tubería. En la misma región, Petrobras está procediendo con los planes de construcción de 261 millas de tuberías de Coarí a Manaus, capaz de suministrar gas natural desde Uruco para la industria regional.

En enero del 2003, Petrobras anunció el desarrollo de un plan para extraer gas natural del Amazonas. El proyecto GREEN LNG llevaría gas natural a través de tuberías desde los campos de Jurua, Uruco y Polo Arara hasta las plantas flotantes de licuefacción en el río Amazonas cerca de la refinería de

Solimoes. En la refinería, el gas natural podría ser licuado y preparado en envases especialmente diseñados para el transporte de LNG, y luego embarcados hacia una terminal de regasificación localizado en Suapeto.

Fig 2.2 Brasil: producción y consumo de gas natural



Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Brasil

ELECTRICIDAD

Brasil tiene una capacidad eléctrica instalada de 73.4 millones de kW, siendo el 85% hidroenergía. De los 321.1 billones de kW-h generados en el año 2001, el 83% fue hidroenergía (en 1999 fue del 91%). Brasil mantiene el complejo hidroeléctrico más grande del mundo, Itaipú, con una capacidad de 12600 MW. Brasil mantiene su capacidad de generación eléctrica con el constante incremento del uso de gas natural.

El 2001 Brasil afrontó una crítica escasez de electricidad. La escasez se debió a la sequía, que produjo insuficientes precipitaciones y por lo tanto

disminución de agua en los reservorios (sólo almacenaban cerca del 30% de su capacidad). En el año 2000 el consumo fue aproximadamente el 58% más alto que en el año 1990; en el mismo período la capacidad de generación aumentó sólo en 32%. Por tal motivo, el gobierno implementó en junio del 2001 un programa de racionalización de energía para reducir el consumo en un 20%. Estas restricciones terminaron en marzo del 2002.

Cuadro 2.10 : Brasil: Visión general energética

Reservas probadas de petróleo	8.3 billones de barriles
Producción de petróleo	1.57 millones de bbl/día
Consumo de petróleo	2.17 millones de bbl/día
Reservas de gas natural	8.1 trillones de pies cúbicos
Producción de gas natural	210 billones de pies cúbicos
Consumo de gas natural	339 billones de pies cúbicos
Reservas de carbón	13.1 billones de toneladas cortas
Producción de carbón	4.53 millones de toneladas cortas
Consumo de carbón	20.8 millones de toneladas cortas
Capac. de generación eléctrica	73.4 GW (85% hidroeléctrica)
Generación neta de electricidad	321 billones kW-h
Consumo neto de electricidad	336 billones de kW-h

Fuente: Energy Information Agency: country analysis brief, julio 2003

2.1.4 La matriz energética regional

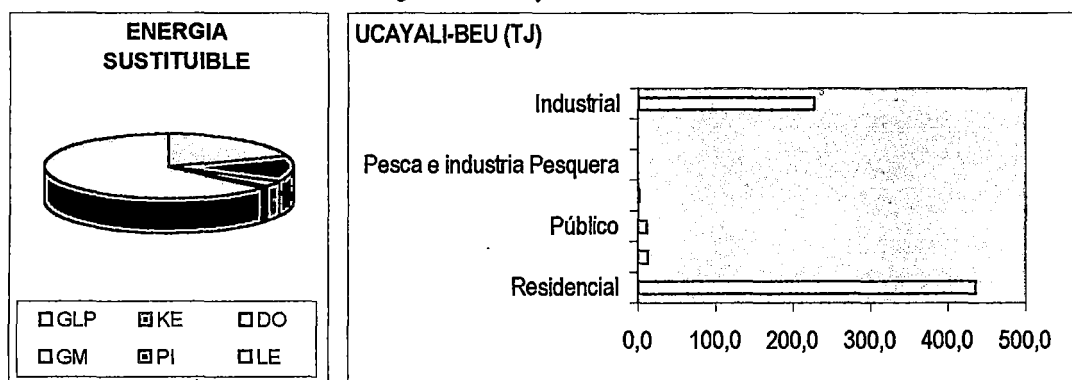
En esta parte desarrollaremos la matriz energética por departamentos incluídos en las posibles regiones de influencia del gas de Aguaytia, esto corresponde básicamente a los departamentos de la región centro y oriental del país.

Ucayali

El Departamento de Ucayali representa el 1.6% de la población del Perú y consume el 1.1% y 0.6% del consumo neto y útil del país. En el ámbito sectorial domina el residencial que absorbe el 63.4% de la energía útil. El aporte de las actividades productivas proviene de las industrias con el 32.9% en energía útil.

Esta estructura sectorial explica la estructura por fuentes, donde -siempre en términos de energía útil- prevalece la electricidad (49.7%) de las cuales el 57% es para las industrias y el 36.7% para el residencial. Este último sector justifica el aporte de las dendroenergías (32.4%), el gas licuado de petróleo (9.6%) y el kerosene (6.4%).

Cuadro N° 2.11.-Perú: Energía Util - Ucayali

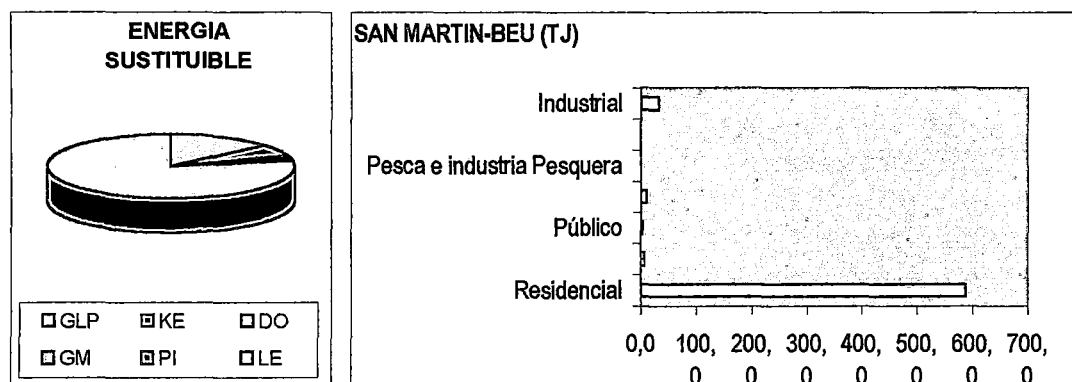


UCAYALI									
Sector	EE	GLP	KE	DO	GM	PI	LE	OTROS	TOTAL
Residencial	125,5	66,0	43,8	0,0	0,0	0,0	191,5	9,3	436,1
Comercio y servicios	10,7	0,2	0,5	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	12,7
Público	10,1	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	11,6
Agropecuario y Agroindustrial	0,7	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	1,1
Pesca e industria Pesquera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minero metalúrgico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Industrial	195,3	0,0	0,0	6,0	0,8	2,5	22,1	0,0	226,7
TOTAL	342,3	66,2	44,3	9,1	0,9	2,5	213,6	9,3	688,2

San Martín

El Departamento de San Martín representa el 2.7% de la población del Perú y consume el 1.6% y 0.6% del consumo neto y útil del país. Este es un Departamento con consumo energético casi totalmente concentrado en el sector residencial (96.8% en energía neta y 92.4% en energía útil) con actividades primarias agropecuarias. Con menor participación industrial. Por estas razones los consumos por fuentes se concentran en la dendroenergías (85.4% neta y 63.8% en energía útil). El GLP aporta el 11.1% de la energía útil y la electricidad el 18.4% también en energía útil.

Cuadro N° 2.12.-Perú: Energía Util - San Martín

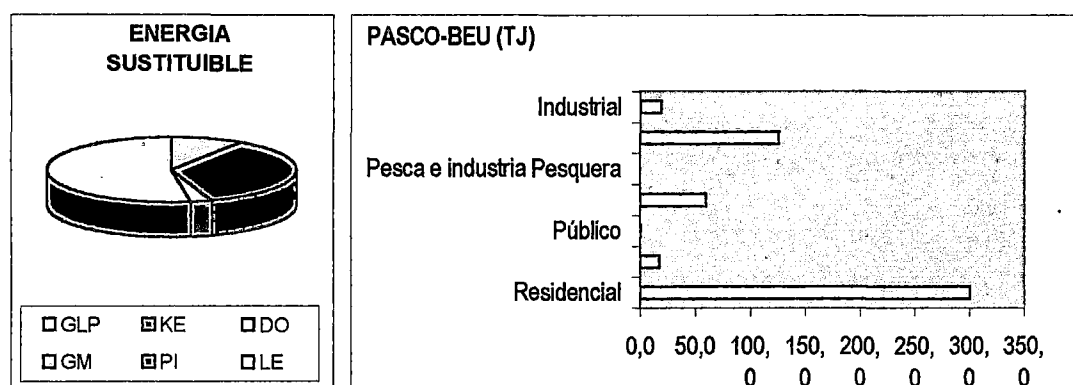


SAN MARTIN									
Sector	EE	GLP	KE	DO	GM	PI	LE	OTROS	TOTAL
Residencial	100,8	69,7	31,3	0,0	0,0	0,0	380,1	6,0	587,9
Comercio y servicios	5,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2
Público	0,9	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	2,6
Agropecuario y Agroindustrial	0,3	0,0	0,0	6,7	2,0	0,0	0,0	0,0	9,0
Pesca e industria Pesquera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minero metalúrgico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Industrial	10,4	0,0	0,0	0,7	0,3	0,0	20,6	0,0	32,0
TOTAL	117,4	69,9	31,3	7,4	4,0	0,0	400,7	6,0	636,7

Pasco

El Departamento de Pasco representa el 1% de la población del Perú y consume el 0.7% y 0.5% del consumo neto y útil del país. A nivel de sectores, más allá del residencial que absorbe el 79% de la energía neta y el 57.4% de la energía útil, se destacan actividades como la minero metalúrgica que alcanza el 24.1% de la energía útil y la agricultura que llega al 11.4%, también en términos de energía útil. Las fuentes energéticas más destacadas son la electricidad con el 36.6% de la energía útil, ligada a la actividad minera y residencial.

Cuadro N° 2.13.- Perú: Energía Util - Pasco

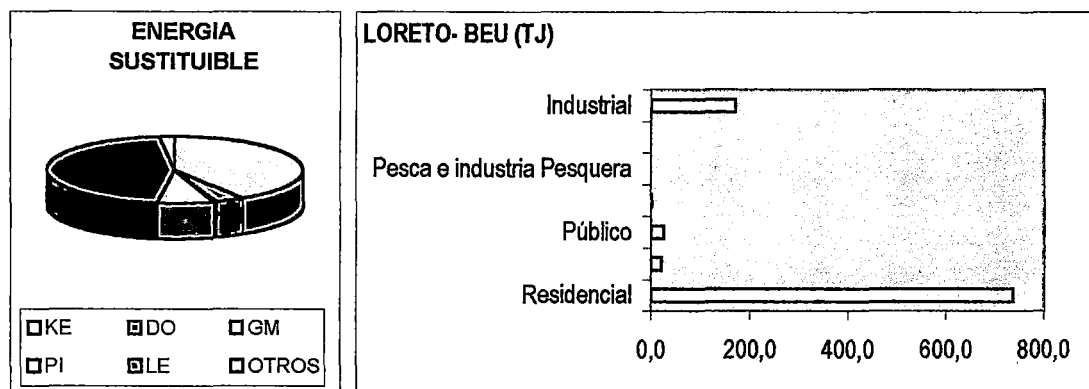


PASCO									
Sector	EE	GLP	KE	DO	GM	PI	LE	OTROS	TOTAL
Residencial	42,4	29,3	109,1	0,0	0,0	0,0	101,8	17,8	300,4
Comercio y servicios	16,3	0,1	0,5	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	17,5
Público	0,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Agropecuario y Agroindustrial	0,5	0,0	0,0	0,6	0,4	0,0	58,4	0,0	59,9
Pesca e industria Pesquera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minero metalúrgico	119,6	0,0	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	126,1
Industrial	12,5	0,0	0,8	0,9	0,3	0,0	3,8	0,7	19,0
TOTAL	191,8	29,4	110,5	8,6	0,7	0,0	164,0	18,5	523,5

Loreto

El Departamento de Loreto representa el 3.4% de la población del Perú y consume el 1.7% y 0.8% del consumo neto y útil del país. A nivel de sectores, predomina el residencial, tanto en energía neta (92.3%) como útil (77.3%) con un pequeño aporte de la industria (5.6%) en energía neta y más importante en energía útil (17.9%). Esta estructura explica la elevada participación de las dendroenergías (66% en energía neta) y de la electricidad (36.2%) en energía útil.

Cuadro N° 2.14- Perú: Energía Util - Loreto

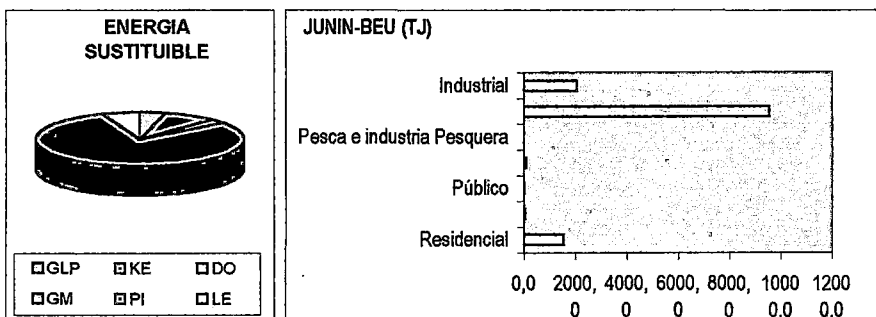


LORETO									
Sector	EE	GLP	KE	DO	GM	PI	LE	ÓTROS	TOTAL
Residencial	227,9	35,3	229,9	0,0	0,0	0,0	234,2	10,1	737,4
Comercio y servicios	13,0	2,6	2,1	1,6	0,0	0,0	0,0	0,5	19,8
Público	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0
Agropecuario y Agroindustrial	0,0	0,0	1,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,1
Pesca e industria Pesquera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minero metalúrgico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Industrial	79,4	0,0	1,1	19,3	2,3	40,1	28,5	0,0	170,7
TOTAL	345,3	37,9	234,1	20,9	2,4	40,1	262,7	10,6	954,0

Junin

El Departamento de Junin representa el 4.7% de la población del Perú y consume el 9.7% y 11.8% del consumo neto y útil del país. Su estructura productiva es muy diversificada, presentando importantes actividades primarias como el minero metalúrgico con participaciones del 61.1% y 71.8% respectivamente. Por esta razón este sector tiene un consumo neto y util de 61.1% y 71.8%, respectivamente. El sector residencial tiene una participación menor con 24.2% y 11.6% en energía neta y util contra el sector industrial que tiene en ese orden 13.4% y 15.6%. La estructura por sectores condiciona la estructura por fuentes, convirtiéndose el petróleo residual, por su empleo en fuerza motriz en las industrias, en el energético más importante con el 38.4% de la energía util consumida, seguida por la electricidad (32%) y el carbón mineral (15.3%) empleados en usos calóricos.

Cuadro N° 2.15.- Perú: Energía útil - Junin

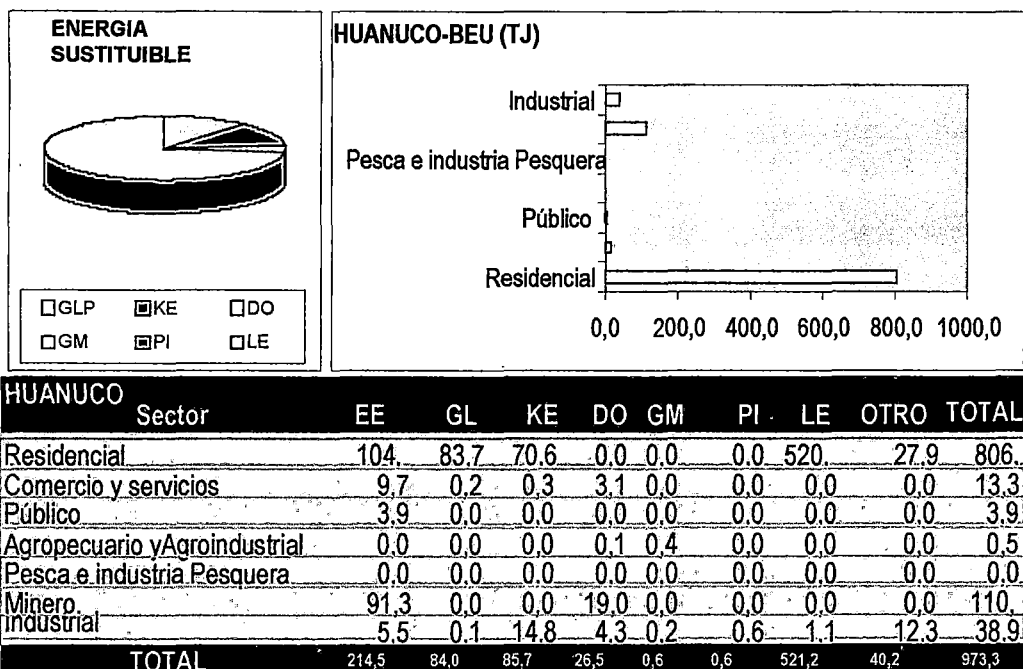


JUNIN	Sector	EE	GLP	KE	DO	GM	PI	LE	OTROS	TOTAL
	Residencial	323,5	223,3	534,0	0,0	0,0	0,0	368,5	87,2	1536,5
	Comercio y servicios	21,2	0,7	2,5	7,4	0,0	0,0	0,7	1,8	34,3
	Público	15,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	15,4
	Agropecuario y Agroindustrial	72,7	0,0	0,0	7,8	6,6	0,0	0,0	0,0	87,1
	Pesca e industria Pesquera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Minero metalúrgico	3628,3	25,0	0,0	131,6	2,0	4428,0	0,0	1318,0	9532,9
	Industrial	184,7	0,0	0,0	4,0	1,2	663,4	0,0	1213,2	2066,5
	TOTAL	4245,7	249,0	536,5	150,9	9,8	5091,4	369,2	2620,2	13272,7

Huánuco

El Departamento de Huanuco representa el 3% de la población del Perú y consume el 2.1% y 0.9% del consumo neto y útil del país. A nivel de sectores, se verifican actividades mineras e industriales. El sector residencial absorbe el 93.4% en energía neta y el 82.8% en útil. El sector minero aparece con el 11.3% en tanto que el industrial con el 4% en ambos casos en energía útil. En la estructura por fuentes predomina las dendroenergias, tanto en energía neta como en útil con el 81.9% y 56.4% respectivamente, mientras que la electricidad vinculada a la minería y al sector residencial alcanza el 22% en energía útil.

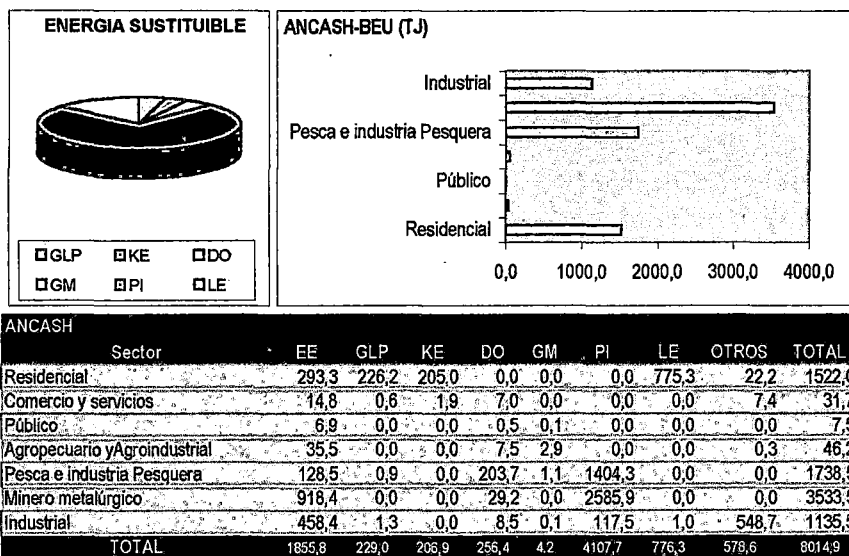
cuadro 2.16: Perú: Energía útil - Huánuco



Ancash

El Departamento de Ancash representa el 4.3% de la población del Perú y consume el 0.8% y 0.3% del consumo neto y útil del país. Los sectores importantes en este Departamento son el residencial (43% de energía neta y 19.1% de energía útil), el sector minero metalúrgico, cuya actividad principal es la refinación de metales (28.9% y 44.2% de energía neta y util respectivamente) y, el sector pesca (19.1% y 21.8% de energía neta y util). La importancia relativa de este Departamento esta dada por las actividades minero metalúrgicas y la pesca. Son trece las fuentes que abastecen este departamento prevaleciendo el petróleo industrial (34.9%) en energía neta y 51.1% en energía util. Debe destacarse el aporte de los gases industriales (6.8%) en energía útiles generadas y empleadas por la industria siderúrgica. La citada industrialización explica también el aporte de la electricidad con el 23.2% en energía util.

Cuadro N° 2.17.- Perú: Energía Util - Ancash



Experiencia de Ucayali: caso de Pucallpa

La segmentación de los diversos usos energéticos de la ciudad de Pucallpa indica que el 80% utiliza electricidad, el 59% GLP, el 39% kerosene, el 39% leña, el 35% carbón y el 4% vela. Se observa que la electricidad y el GLP son los de mayor consumo en los hogares de mayor nivel socio-económico (NSE) y sucede lo contrario con los otros combustibles.

Cuadro N° 2.18.- Pucallpa: consumo de energéticos de acuerdo a NSE

Energético	NSE	B (14 %)	C (41 %)	D (45 %)
Electricidad		98 %	88 %	67 %
GLP		86 %	70 %	41 %
Kerosene		22 %	36 %	46 %
Leña		21 %	27 %	54 %
Carbón		24 %	34 %	38 %
Vela				6 %

Fuente: Maple Gas Corporation

La mayor parte de la población consume electricidad para iluminación y sólo el 1.5% lo usa en cocción de alimentos.

Los hogares que consumen kerosene son 22,024 de los cuales el 61% lo utiliza en cocinas, el 51% en alumbrado y el 2% en calentamiento de agua.

Respecto al GLP, existen 34,000 que lo consumen, el 100% de los mismos lo usa en la cocción de alimentos, y además un 4% lo utiliza en calentamiento de agua.

La leña lo consumen 22,158 hogares; el 98% lo usa en la cocción de alimentos y sólo un 4% en el calentamiento de agua.

Existen 19,685 hogares que consumen carbón, de los cuales el 98% lo usa en cocinas y el 1% en calentamiento de agua.

Con respecto al uso de vela, el 100% lo usa para alumbrado.

Cuadro N° 2.19.- Pucallpa : gasto promedio en energéticos por hogar

GASTO PROMEDIO EN ENERGETICOS POR HOGAR (EN SOLES)				
		N S E		
Energéticos	TOTAL	B	C	D
Electricidad	58.7	99.1	58.2	41.0
Kerosene	19.0	25.9	22.6	15.7
GLP	29.1	30.9	30.3	26.1
Leña	9.9	4.8	10.5	10.2
Carbón	13.0	12.2	11.4	14.5
Vela	9.5	5.2	10.3	9.6
Otros	15.0			15
Promedio mes	154.2	178.1	143.3	132.1

Fuente: Maple Gas Corporation

Cuadro N° 2.20.- Pucallpa: demanda total mensual de energéticos en hogares

	TOTAL	N S E		
Energéticos	Gigajoule	B	C	D
Electricidad	27 675	6 952	14 312	6 411
Kerosene	11 853	1 511	4 456	5 884
GLP	28 274	7 224	13 077	7 973
Leña	89 697	4 699	25 049	50 949
Carbón	16 153	1 036	5 073	10 044
TOTAL (GJ)	173 652	21 422	61 969	90 261

Fuente: Maple Gas Corporation

2.2 EL GAS DE AGUAYTIA

El Grupo Energético Aguaytia representa para el país la primera explotación comercial integrada de un yacimiento de Gas Natural en el Perú y el primer desafío para el desarrollo de este mercado en el país. La producción de combustibles limpios se da utilizando procesos de producción de tecnología moderna orientada principalmente al GLP, Gasolina Natural y Gas Natural Seco; sustituyendo productos importados y mejorando la balanza comercial del país.

El yacimiento del Gas Natural de Aguaytía está localizado en la selva central del Perú (ver figura 2.3) y tiene reservas del orden de 440 mil millones de pies cúbicos de Gas Natural y una producción de hidrocarburos del orden de 60 MMPCD (millones de pies cúbicos por día).

La experiencia que se está ganando en el desarrollo de estos mercados, servirá como modelo de desarrollo en Lima para la utilización del gas de Camisea. Su esquema de producción comprende pozos productores y pozos inyectores tal como se muestra en la figura 2.4.

Las características básicas del gas natural de Aguaytia, de acuerdo al análisis de composición realizada por CERTIPETRO de la UNI, se muestra en el cuadro N° 2.21.

Cuadro N° 2.21.- Características del gas de Aguaytia

COMPONENTES	%
Metano	85.8955
Etano	6.5614
Propano	0.3273
Isobutano	0.0145
n-Butano	0.0287
Neopentano	0.0020
Isopentano	0.3278
n-Pentano	0.0009
n-Hexano	0.0040
n-Heptano	0.0069
Nitrógeno	3.5410
CO ₂	3.2900

Además se determinó sus características térmicas, dando como resultado lo siguiente:

Poder calorífico bruto a 60°C	47 715.85 kJ/kg
Poder calorífico neto a 60°C	43 056.63
Gravedad específica (60/60) °F	0.6385
Densidad	0.7821 kg/m ³

Sus instalaciones y ductos comprenden:

• **PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS-CURIMANA:**

Capacidad Diseño	:	55.7 MMPCD	≈	3,700 bbls.
Capacidad Actual	:	60 MMPCD	≈	4,000 bbls.

Figura N° 2.3.- Grupo Aguaytia Energy: Localización del Yacimiento

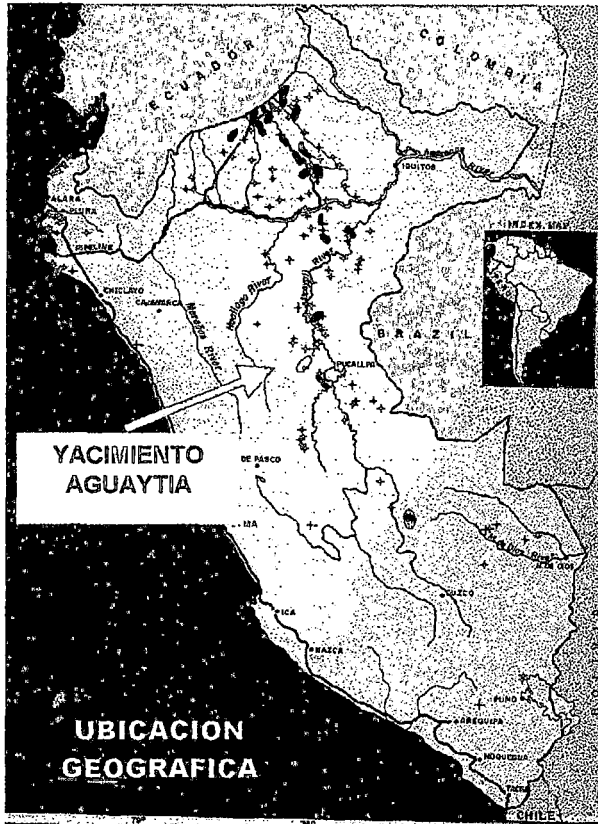
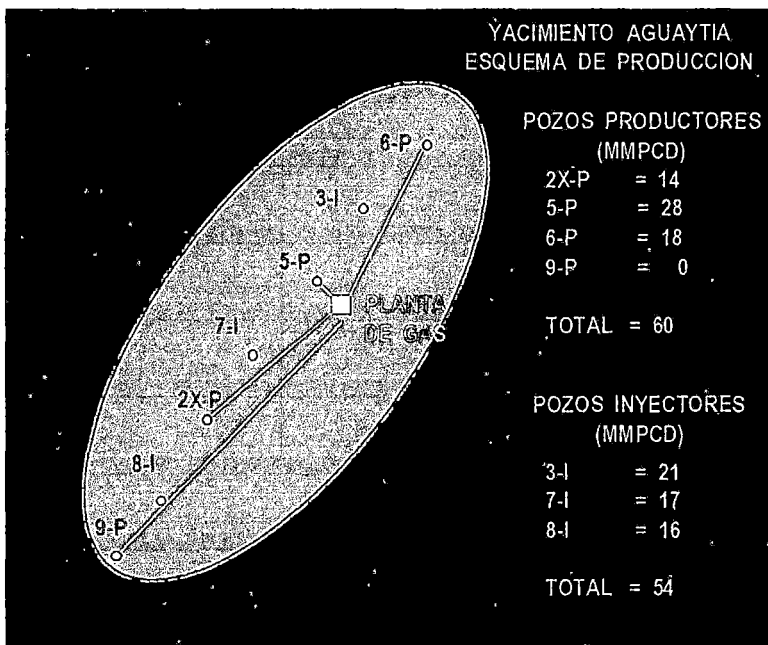


Figura N° 2.4.- Grupo Aguaytia Energy: Esquema de Producción



- **PLANTA DE FRACCIONAMIENTO - PUCALLPA:**

Prod. Gasolinas Naturales : 2,650 bbls.

Prod. Gas Licuado de Petróleo : 1,350 bbls.

- **DUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS Y LGN :**

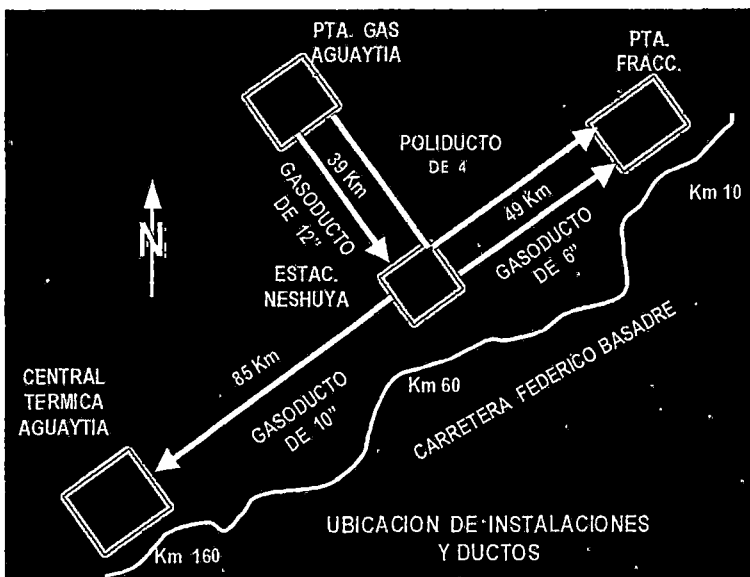
Gasoducto Pta. Gas – Neshuya : 39.3 km, 12" diam.

Gasoducto Neshuya-C.T.Aguaytia : 85.4 km, 10" diam.

Gasoducto Neshuya-C.T.Yarinac. : 55.5 km, 6" diam.

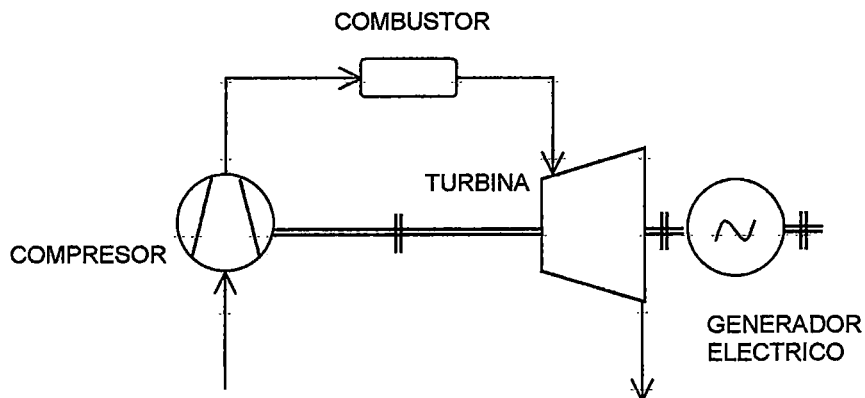
Poliducto Pta. Gas - Pta. Frac. : 89.0 km, 4" diam.

Figura N° 2.5.- Grupo Aguaytia Energy: Instalaciones y Ductos



- **CENTRAL TERMICA DE AGUAYTIA:**

La Central Térmica de Aguaytia es una planta a gas a ciclo simple de Joule-Brayton, como se muestra en el esquema. Este es un sistema en el que el aire atmosférico entra continuamente al compresor donde se comprime hasta alta presión. El aire entra entonces en la cámara de combustión, o combustor, donde se mezcla con el combustible produciéndose la combustión y obteniéndose los gases productos de combustión a elevada temperatura. Los productos de combustión se expanden en la turbina y a continuación se descargan al ambiente. Parte de la potencia desarrollada en la turbina se utiliza en el compresor y la restante se utiliza para generar electricidad.



Las características técnicas principales de la central térmica de Aguaytia son las siguientes:

Marca y modelo de unidades	:	ABB
Modelo	:	GT11NM
Capacidad por unidad	:	86.3 MW

Número de unidades	:	2
Tipo de combustible	:	Gas natural seco
Velocidad de rotación	:	3 600 rpm
Tensión de generación	:	13.8 kV
Frecuencia	:	60 Hz
Capacidad de transformador Principal de cada grupo	:	60/80/100 MVA
Relación de transformación de transformador de cada grupo	:	223/13.8 kV

Los criterios que se tomaron en cuenta para la determinar la ubicación de la central térmica contempló las posibilidades de ubicarla en boca de pozo, Paramonga, Tingo Maria o Pucallpa. Se consideró importante su interconexión al Sistema Eléctrico Nacional, en este punto se descartó Tingo Maria debido a que allí llega una línea de 138 kV pero que solamente tenía capacidad para 50 MW. Esta situación orienta la opinión de que se llegara a Paramonga.

Con respecto al tamaño las bases internacionales especificaban que la planta debía tener como mínimo 140 MW, sin embargo el tamaño final fue de 160 MW que tiene que ver mucho con el número de unidades de generación de energía. Con respecto a este punto se eligió dos unidades para lo cual se considero factores como: mínima inversión, mínimo costo de operación, mantenimiento, confiabilidad y logística.

En el periodo 1995-1996 se realizan estudios de hidrología e hidrometría tanto en Aguaytia como en San Alejandro, básicos para diseñar los pases subacuáticos de los ductos de gas y líquidos del gas natural. Se realizaron los trabajos topográficos de la central térmica, la red eléctrica (Paramonga - Aguaytia y Aguaytia - Pucallpa) así como la de los ductos y poliductos (Aguaytia, Curimana, Pucallpa). Estos trabajos como es de suponer se realizaron en condiciones difíciles debido a los factores naturales de la zona. A fines de 1994 e inicios de 1995 se realizaron los estudios de impacto ambiental. Se determinó también el potencial gasífero con la participación de especialistas de Bolivia, Ultrawell y Equipetrol. En el periodo 1997 - 1998 se dió la producción de tres pozos gasíferos, el tendido de las líneas de transmisión y la construcción de las plantas de producción. Finalmente en Julio de 1998 se pone en servicio quedando el sistema energético como se muestra en la figura 2.6.

Finalmente en cuanto a los aspectos organizativos la empresa quedó dividida en tres empresas Aguaytia Energy (gas natural), Termoselva S.R.L. (generación) y Eteselva S.R.L. (distribución)

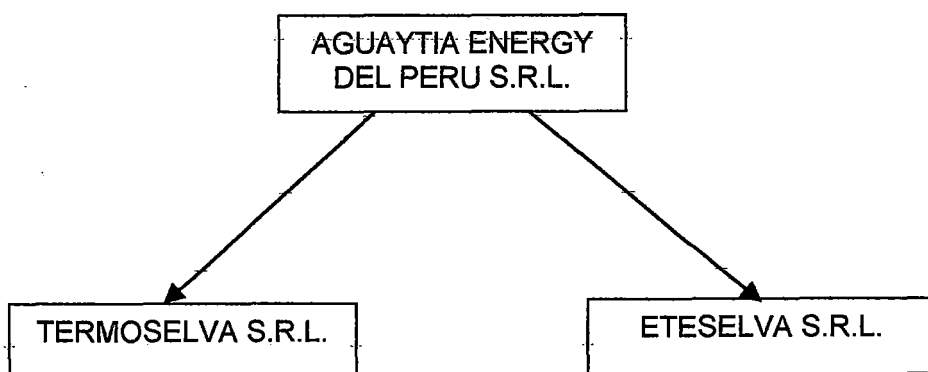


Figura N° 2.6.- Grupo Aguaytia Energy: Líneas de Transmisión y Gasoductos

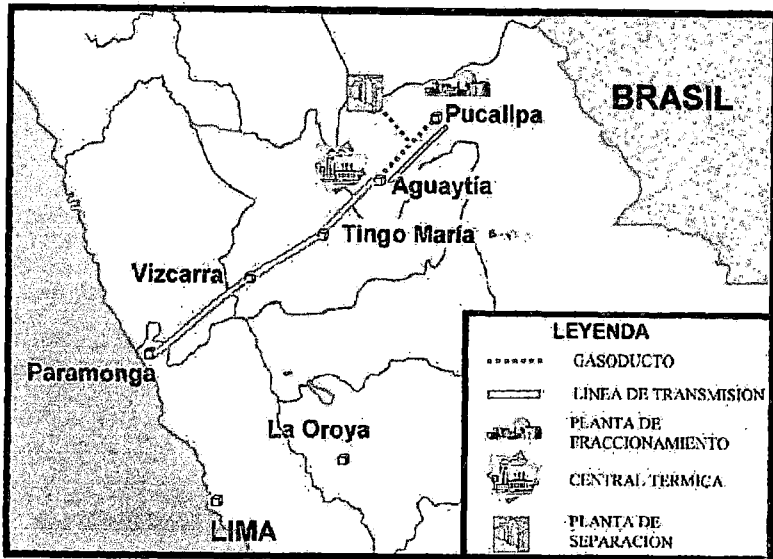


Figura N° 2.7.- Vista panorámica de la C.T. Aguaytia

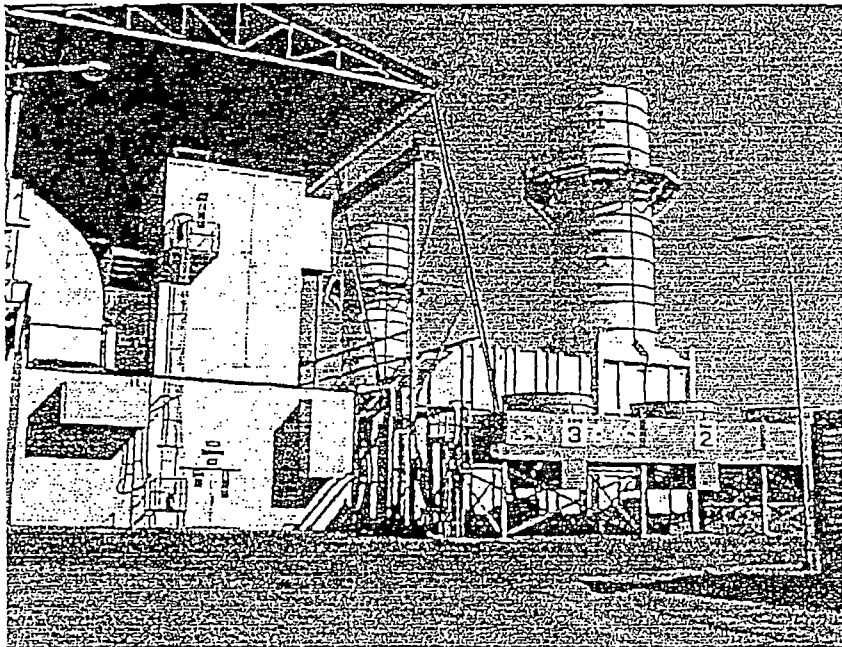
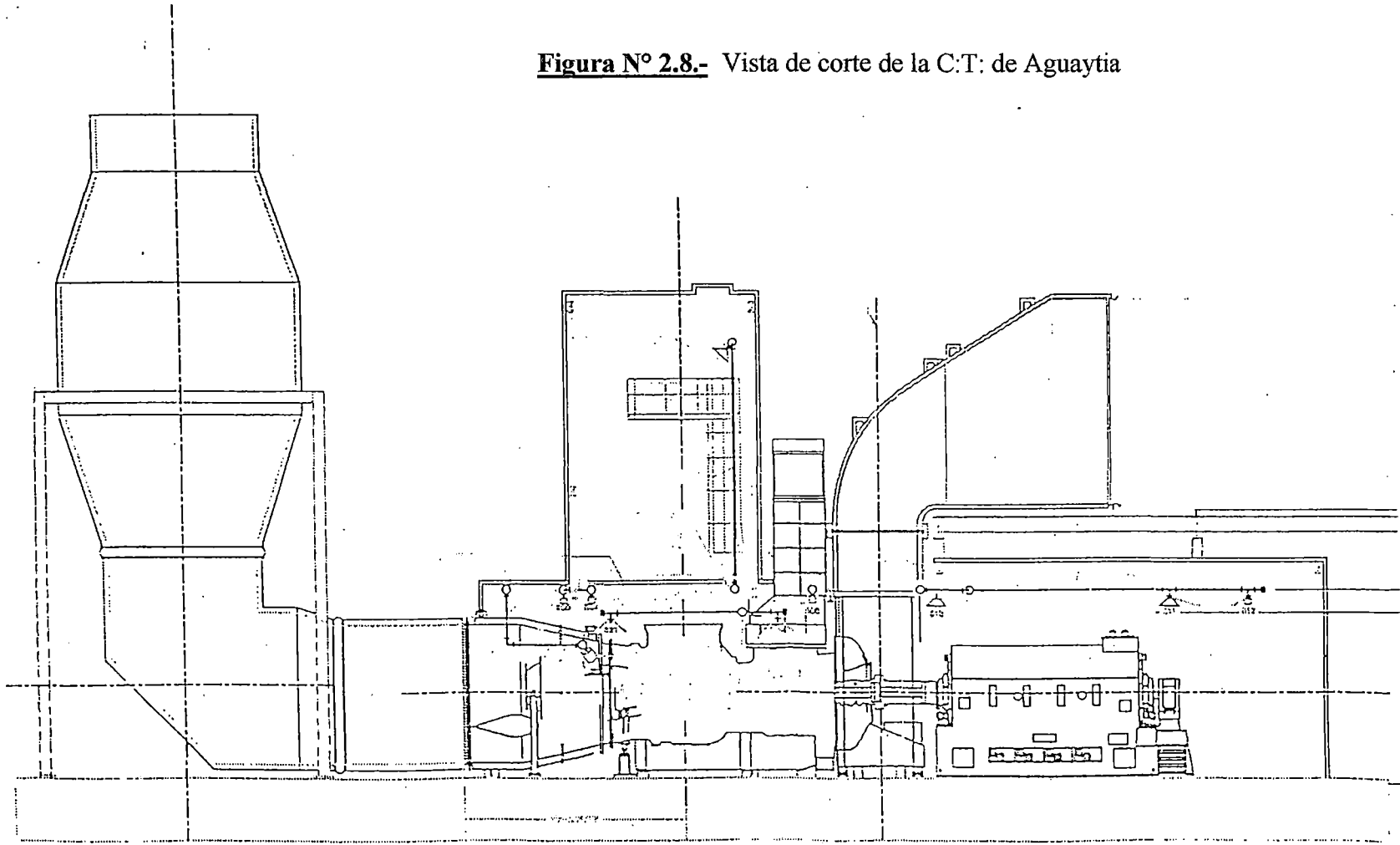


Figura N° 2.8.- Vista de corte de la C:T: de Aguaytia



2.2.1 Descripción de la cuenca gasífera

Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador y Perú integran la Cuenca del Amazonas. Estos países son muy disímiles, tanto por tamaño como por población y PBI. Así, los valores totales del PBI (en millones US\$) y el PBI per capita (en US\$), para el año 1998 se muestra en el cuadro N° 2.21

Cuadro N° 2.21.- Cuenca del Amazonas: Producto Bruto Interno

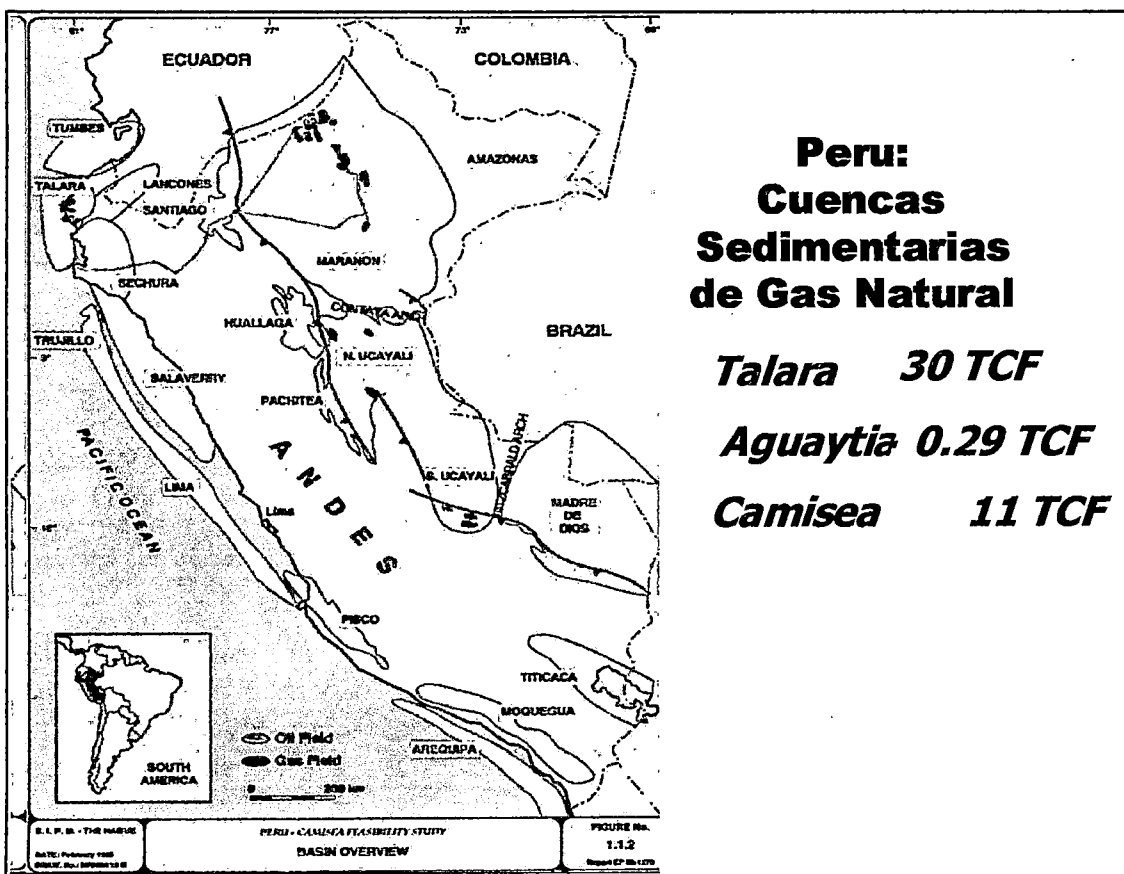
PAIS	PBI (Mio US\$)	PBI (Millo / hab)
Brasil	710 233	4 271
Perú	65 228	2 630
Bolivia	7 647	610
Ecuador	19 255	1 581

Fuente: DITIAS: Transporte fluvial (Amazonas y Orinoco)

Brasil, Colombia y el Perú pueden aprovechar de manera directa las posibilidades de navegación por el Río Amazonas. En cambio, por la situación geográfica específica, Bolivia y en especial el Ecuador, aprovechan sólo unos pocos y menos importantes afluentes del Gran Río.

En el marco de este complejo cuadro, en el lado peruano se han ubicado las cuencas sedimentarias de gas natural que se señalan en la figura N° 2.9 y que se considera servirán de soporte al desarrollo de esta región.

Figura N° 2.9.- PERU: Cuencas Sedimentarias de Gas Natural



Fuente: IV Forum de la energía. UNI-FIM 2002

2.2.2. Infraestructura energética regional

En el Perú existen siete Refinerías de Petróleo mediante las cuales se abastece gran parte de la demanda total de combustibles del país. Estas refinerías procesan crudos nacionales e importados. A continuación se presenta una breve descripción de las refinerías ubicadas en la zona de influencia del estudio, indicando el tipo de unidades de procesamiento y capacidad con la que cuentan así como otros datos de importancia.

Refinería Pucallpa

<u>Propietario:</u>	PETROPERU. En la actualidad viene siendo operada por la Cia. The Maple Gas Corporation
<u>Inicio de Operaciones:</u>	11 de Setiembre de 1966
<u>Ubicación:</u>	Departamento de Ucayali
<u>Capacidad de Procesamiento:</u>	Unidad de Destilación Primaria: 3300 bbl/día Unidad Menor: 500 bbl/día
<u>Capacidad de Almacenamiento:</u>	Crudo: 134 500 bbl. Productos: 79200 bbl.
<u>Unidad de Generación Eléctrica:</u>	325 kW de potencia nominal.

Refinería El Milagro

Propietario: PETROPERU.

Inicio de Operaciones: Se traslado desde Marsella a su actual ubicación en 1996

Ubicación: Departamento de Amazonas

Capacidad de Procesamiento:

Unidad de Destilación Primaria: 1700 bbl/día

Capacidad de Almacenamiento:

Crudo: 5000 bbl.

Productos: 12500 bbl.

Unidad de Generación Eléctrica: 330 kW de potencia nominal.

Refinería Iquitos

Propietario: PETROPERU.

Inicio de Operaciones: 15 de Octubre de 1982

Ubicación: Departamento de Loreto

Capacidad de Procesamiento:

Unidad de Destilación Primaria: 10500 bbl/día

Capacidad de Almacenamiento:

Crudo: 217000 bbl.

Productos: 252000 bbl.

Unidad de Generación Eléctrica: 2500 kW de potencia nominal.

Refinería Siviayacu

Propietario: PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.

Inicio de Operaciones: 13 de Marzo de 1993

Ubicación: Departamento de Loreto

Capacidad de Procesamiento:

Unidad de Destilación Primaria: 2000 bbl/día

Capacidad de Almacenamiento:

Crudo: 15000 Bls.

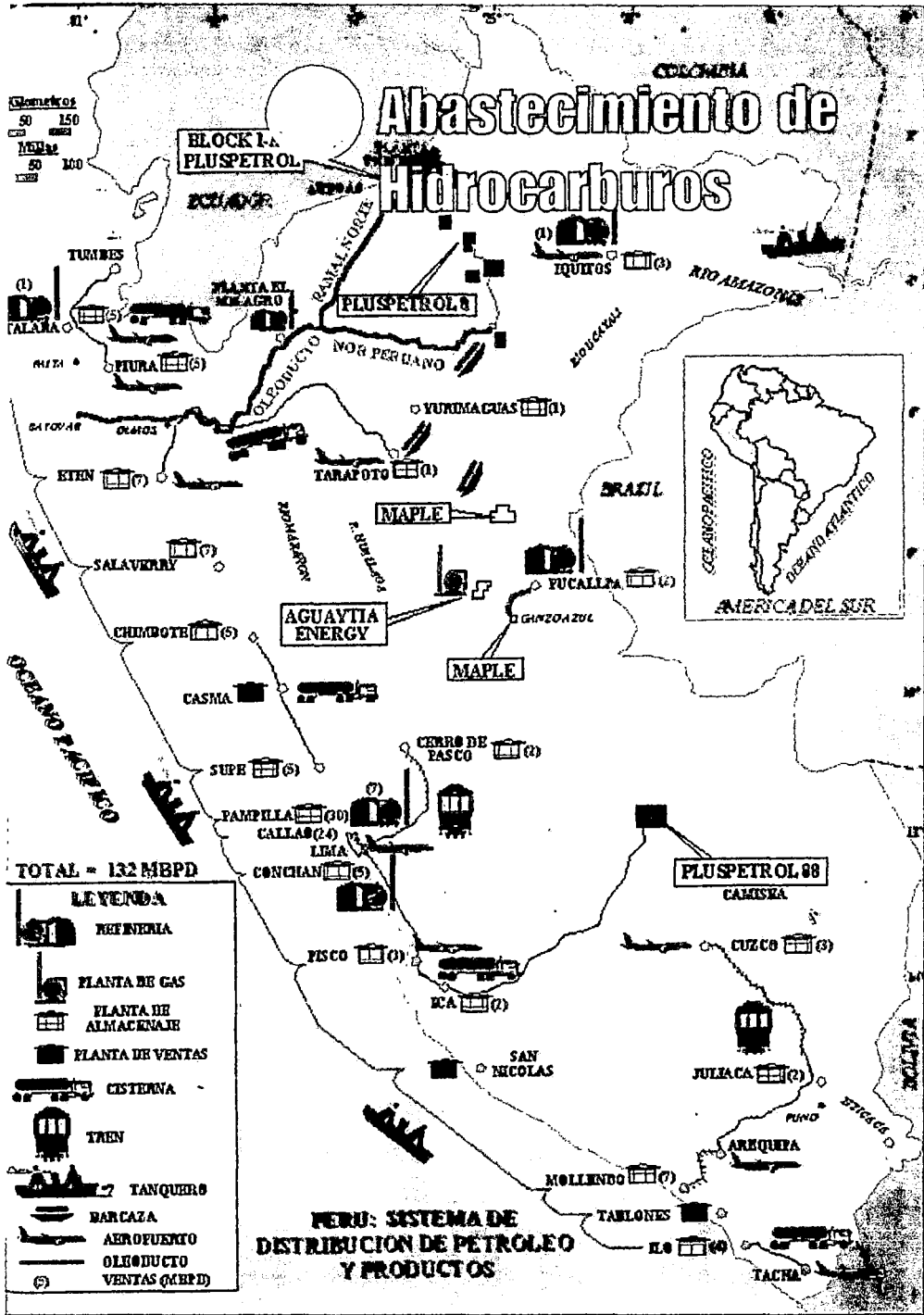
Productos: 5000 Bls.

Unidad de Generación Eléctrica: 1200 kW de potencia nominal.

En cuanto a las plantas de abastecimiento locales se tiene:

Planta	Productos
Pucallpa	Almacena y despacha: gasolina, diesel, kerosene, turbo A1, solvente 1, petróleo industrial 6, petróleo industrial 500. Se abastece por ductos desde la Refinería de Pucallpa. Su capacidad máxima es 5 120 bbl.
El Milagro	Almacena y despacha: gasolina, diesel, kerosene, petróleo industrial 6. Se abastece por ductos desde la Refinería el Milagro. Su capacidad máxima es 38 400 bbl.
Iquitos	Almacena y despacha: gasolina, diesel, kerosene, turbo A1, petróleo industrial 6. Se abastece por ductos desde la Refinería de Iquitos. Su capacidad máxima es 118 000 bbl.
Yurimaguas	Almacena y despacha: gasolina, diesel, kerosene. Se abastece por barcazas desde la Refinería de Iquitos. Su capacidad máxima es 19 500 bbl.
Tarapoto	Almacena y despacha: gasolina, diesel, kerosene. Se abastece por camiones tanque desde la Planta de Yurimaguas. Su capacidad máxima es 22 600 bbl.

Figura N° 2.10.- PERU: Refinerías y Almacenamiento



2.2.3 Planes y perspectivas de desarrollo

Las diferentes iniciativas, tanto en la modernización como en el desarrollo de la infraestructura regional en América del Sur, tienen su origen en la Cumbre de Presidentes de América del Sur realizada en la ciudad de Brasilia. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Corporación Andina de Fomento (CAF) elaboraron la propuesta.

Estas iniciativas fueron multi-sectoriales debido a que no sólo participó el sector transportes sino también otros sectores como el de telecomunicaciones y fundamentalmente el sector energético. Estas iniciativas involucran aspectos económicos, jurídicos, políticos, sociales, culturales, ambientales y otros.

En el sector de energía, la integración e intercambio complementario de los recursos, como el gas natural y la hidro-electricidad, ha comenzado a desarrollarse como un conjunto de oportunidades para la aproximación sinérgica entre los países de la región. El desarrollo de las telecomunicaciones es un factor indispensable para el desarrollo de los sistemas de logística e integración de los sistemas energéticos dentro de un marco regional.

La trascendencia e importancia del programa de Infraestructura de Integración lanzado en la Cumbre de Brasilia es su contenido profundamente innovador, en especial porque compromete formalmente la participación

activa de organismos como el BID, la CAF y el FONPLATA; asimismo por la participación del sector privado regional e internacional en inversiones que antes eran casi exclusivas de los gobiernos. Asimismo, el "Plan de Acción para la Integración de la Infraestructura Regional en América del Sur" aprobado en la citada Reunión Ministerial de Montevideo establece una novedosa red de mecanismos de gestión tanto para el conjunto de los proyectos o Ejes priorizados.

El planteamiento conceptual de Brasil, que es el núcleo del Plan Plurianual de desarrollo 2000-2003 llamado "Avanza Brasil" y del Plan de Acción adoptado en la Cumbre de Brasilia, ha coincidido con la decisión de privatizar los yacimientos de Bayóvar, cuya producción puede ser precisamente la gran oportunidad que necesitan los dos países –Perú y Brasil- para dar una dimensión cualitativamente superior a su interrelación económica. Es así que una vía interoceánica no sólo sirve para unir el puerto de Paita en el Pacífico con Belén do Pará en el Atlántico, sino para la exportación y el transporte de los fertilizantes de Bayóvar al Brasil; para construir un megapuerto en la rada de aguas profundas de Bayóvar; para la salida de la producción agrícola de Olmos y el transporte del zinc, el cobre y el plomo que se produzcan en Tambo Grande, La Granja, Bongará o Michiquillay; para la participación de flotas de grandes camiones que lleven la carga hasta Yurimaguas o –en el futuro- a Saramiriza, continuando por las hidrovías del Huallaga, el Marañón y el Amazonas hasta Iquitos, Leticia, Manaus, Itaquiara, Santarem, Belén do Pará y Macapá, o bien para bajar

hasta Porto Velho por la hidrovía del río Madeira o subir hasta Venezuela por la carretera Manaus-Caracas (que tiene una bifurcación hasta Georgetown, en Guyana); para reactivar las economías de Tarapoto, Yurimaguas e Iquitos; para abrir nuevos mercados a la producción electrónica de Manaus; o para exportar por Bayóvar y Paita la soya o los granos brasileños fertilizados con los fosfatos peruanos, sustituyendo a los que Brasil importa actualmente de Marruecos.

Por otro lado, se está formando un grupo de grandes empresas internacionales, brasileñas y peruanas que se propone estudiar la factibilidad de continuar el ferrocarril entre Santos y Cuiabá (Mato Grosso) hasta Porto Velho (Rondonia), Río Branco (capital del Estado de Acre), Cruzeiro do Sul (Acre), Orellana (en la ribera del Ucayali) y Tarapoto.

La relación entre Perú y Brasil es un caso típico y un modelo importante de análisis de los desafíos que plantea la dinámica de la globalización a los países de América del Sur. La configuración de los territorios de Perú y Brasil nos muestra una vecindad acentuadamente periférica y una inmensa lejanía entre las principales ciudades y centros económicos de cada país, es en esa dirección que se viene dando una integración fronteriza.

La experiencia adquirida en la implementación del programa "Brasil en Acción" convenció al gobierno brasileño a llevar adelante proyectos para obtener un progreso real en sectores vitales de infraestructura y desarrollo. A este efecto resultó importante la realización del más profundo y ambicioso

estudio para el desarrollo jamás realizado en Brasil. Se contrato un consorcio liderado por Booz-Allen & Hamilton, Bechtel y el Banco ABN-Amro encargado de localizar, evaluar y opinar sobre toda y cualquier propuesta seria de proyectos de desarrollo de infraestructura básica que pudiera ser encontrado en este enorme país.

Además de evaluar los proyectos individuales, estos también se agruparon en forma conveniente para identificar la posible sinergia existente entre ellos. Finalmente, este inmenso trabajo de selección y clasificación resultó en la división del territorio nacional en nueve regiones principales que recibieron el nombre de Ejes Nacionales de Integración y Desarrollo, dentro de los cuales se dio relevancia a ciertos proyectos o bloques de proyectos.

El estudio examinó 952 proyectos y clasificó 385 como prioritarios. Las principales necesidades fueron identificadas en los sectores de energía y transporte.

El estudio detallado de los ejes concluyó que los proyectos de infraestructura representaban sólo una de las cuatro dimensiones esenciales para el desarrollo. Las demás son de naturaleza social, ambiental y de información y conocimiento.

Uno de los principales obstáculos que actualmente encuentra la inversión es, hasta ahora, la relativa gran distancia que existe entre el yacimiento y el consumidor de gas.

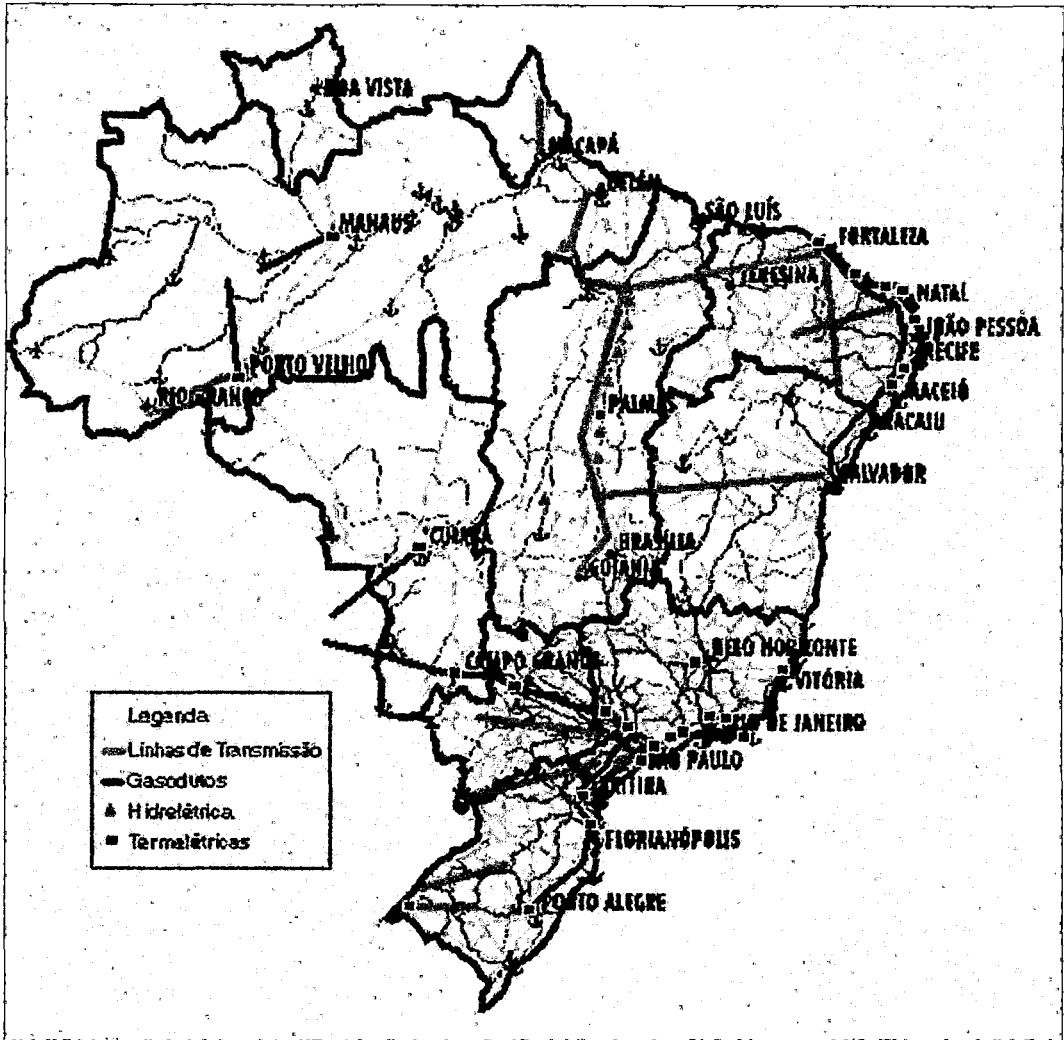
Es por este motivo que existe un reiterado propósito de "examinar las medidas adecuadas" y de "acelerar los estudios" para conectar las redes de transporte vial, de conformidad con el acta de Rio Branco, dentro de las cuales se define la interconexión entre Pucallpa y Cruzeiro do Sul por la ruta del Boquerón de la Esperanza.

De lo expresado anteriormente se desprende la interesante gravitación que puede tener Cruzeiro do Sul en el entrelazamiento de los dos países en el sector central de su frontera. La eventual concreción de un acuerdo para tender una línea de transmisión eléctrica entre Pucallpa y esa ciudad, y exportar parte del excedente de energía que se produce en Aguaytia (líquidos de GN) sería un paso significativo en esa dirección.

Además, por el denso flujo de ida y vuelta que se podría establecer progresivamente entre Bayóvar y las zonas agrícolas del centro-oeste y la amazonía brasileños, es probable que la iniciativa privada gestione la concesión de una ruta complementaria a la señalada anteriormente, que continúe de Tarapoto hasta Cruzeiro do Sul (en el extremo norte del Acre), para reducir costos y tiempo en el transporte de fertilizantes y de granos. Esta carretera –o ferrocarril- conectada a la red vial brasileña también podría ser objeto de concesión, pues las empresas que integraron la Misión Batista la consideran la alternativa más rentable de interconexión con el Brasil.

Siguiendo una política de expansión industrial hacia la zona este del Brasil, el gobierno del Brasil, según Decreto Ley N° 288 del 27/02/67, declara la

Figura N° 2.11.- Brasil: Infraestructura Energética



Fuente: Plan "Avanza Brasil" : infraestructura

zona franca de Manaus como un área de libre comercio de importación y exportación y le concedió incentivos fiscales especiales, estableciendo como una finalidad la de desarrollar en el interior de la Amazonía, un centro industrial, comercial y agropecuario dotado de las condiciones económicas que permitan su desenvolvimiento considerando los factores locales y las grandes distancias a la que se encontraban los centros consumidores de sus productos. Esta zona se considera el principal centro de consumo energético de la región y sus expectativas de crecimiento son consideradas de las más importantes.

El tema más promisorio de la Cumbre de Brasilia y de los documentos adoptados en ese encuentro fue, sin duda, el de "Infraestructura de Integración", que ya tuvo sus primeras acciones de seguimiento efectivo. La idea fuerza de este proceso nació hace algunos años y proviene del genio del empresario y pensador Eliezer Batista, quien ha revolucionado el planeamiento del desarrollo del espacio territorial brasileño con el **concepto de eje**, sustituyendo el de corredor.

Mientras el concepto de corredor está generalmente concentrado en la idea de unir dos puntos distantes entre sí en función de su proyección hacia mercados externos; el de eje apunta a la creación de una faja de densificación económica, en la que confluyan el transporte, la energía y las telecomunicaciones, beneficiando las actividades productivas en todo el trayecto, con el cuidado de hacerlo en una forma ambiental y socialmente

sostenible. En las figuras N° 2.12 y 2.13 se muestran los ejes de integración que tienen que ver con el ámbito de estudio.

Con una superficie total que representa casi la mitad del área sudamericana, las cuencas hidrográficas del Orinoco y Amazonas cubren la mayor parte de los territorios de los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y del Brasil.

Esta situación se refleja también en los intercambios comerciales que se dan entre los diversos países de esta parte del continente. La ubicación estratégica de Aguaytia radica en la facilidad de acceso a ambas cuencas.

La Cuenca del Orinoco, que se divide entre Colombia y Venezuela, se extiende sobre 1.015.000 km², y los dos países ocupan el 29% y 71% de su área, respectivamente. Como tal, dicha cuenca representa el 84% de la superficie de Venezuela y 27,47% del territorio de Colombia

Las pequeñas poblaciones de estas regiones no favorecen el desarrollo de los transportes fluviales, por lo cual la demanda local de estos servicios está bastante reducida. Es una observación válida también para las otras Cuencas de nuestro estudio. Sin embargo, este elemento se debe manejar con mucho cuidado, por cuanto - tal como lo afirman los ecólogos -, las poblaciones en exceso pueden ocasionar serios problemas de orden ambiental.

En la Cuenca del Amazonas, se sitúan Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador y Perú. Como ya se expresó anteriormente, Brasil, Colombia y el Perú pueden aprovechar de manera directa las posibilidades de navegación por el Río Amazonas. En cambio, por la situación geográfica específica, Bolivia y en especial el Ecuador, aprovechan sólo unos pocos y menos importantes afluentes del Gran Río.

La Cuenca del Amazonas, al incluirse la Cuenca del Río Tocantins, es la mayor del mundo y se extiende sobre casi 7,5 millones km.², de manera que grandes territorios de los países mencionados se encuentran en esta gigantesca hoya hidrográfica, donde los cursos de agua constituyen las mejores vías de comunicación.

En la Cuenca del Amazonas vive un número bastante reducido de personas, factor que no favorece el desarrollo de los transportes fluviales. Sin embargo, en los últimos decenios la población ha crecido mucho, especialmente en la zona centro de Sudamérica, por lo cual los ecólogos manifiestan su preocupación. En el marco de este complejo cuadro, se observa que los valores de los bienes transportados por las vías fluviales representan porcentajes todavía muy reducidos del volumen total de los intercambios económicos de estos países.

Figura N° 2.12: Sudamérica: Perú-Brasil, corredor norte

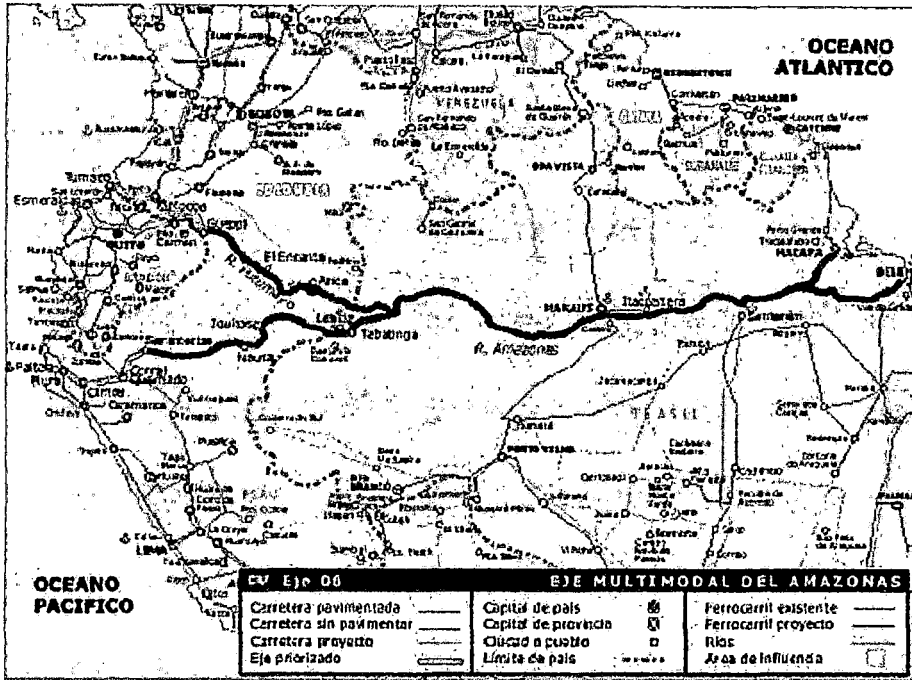
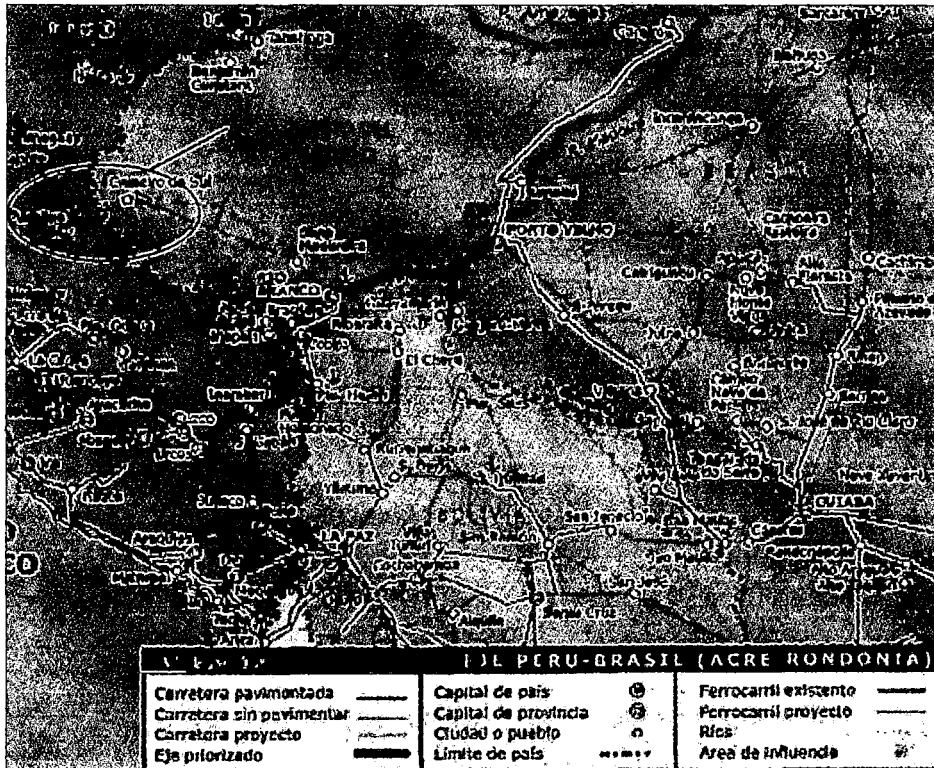


Figura N° 2.13: Sudamérica: Perú-Brasil, corredor sur



CAPITULO III

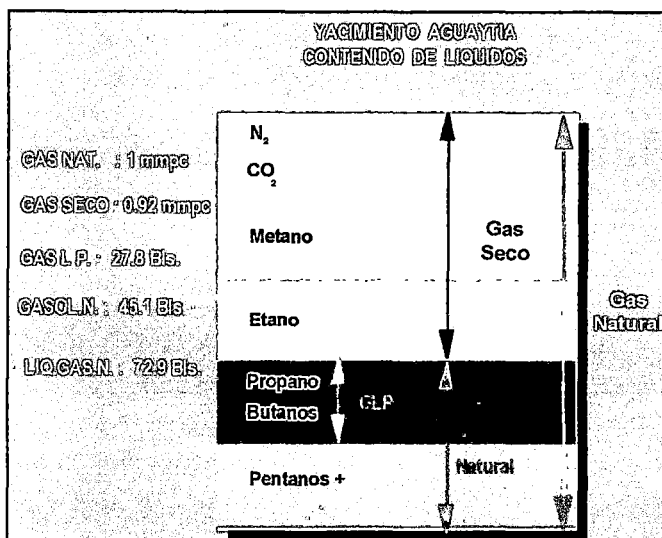
EL MERCADO REGIONAL DEL GAS NATURAL

Este capítulo describe las principales características de la cadena de suministro para la producción de gas y líquidos en la planta de Aguaytía. Se describe el tipo de mercado (Mayorista y Minorista) especificando los principios que la sustentan; la conformación y atribuciones de los agentes económicos. Se acompaña también una evaluación prospectiva del mercado de combustibles en la región noroeste del Brasil limítrofe con el Perú.

3.1 LA CADENA DE SUMINISTRO

El Yacimiento de Gas de Aguaytía descubierto en 1961 por la Cía. Mobil permaneció inexplorado por más de 30 años. En 1,994, la Cia Maple Gas Corporation firmó contrato con Perupetro para la explotación del Gas de Aguaytía. En Noviembre de 1995, se formó el consorcio Aguaytía Energy para financiar, construir operar y comercializar el gas del yacimiento Aguaytía. Las características del gas natural encontrado se muestran en la figura 3.1.

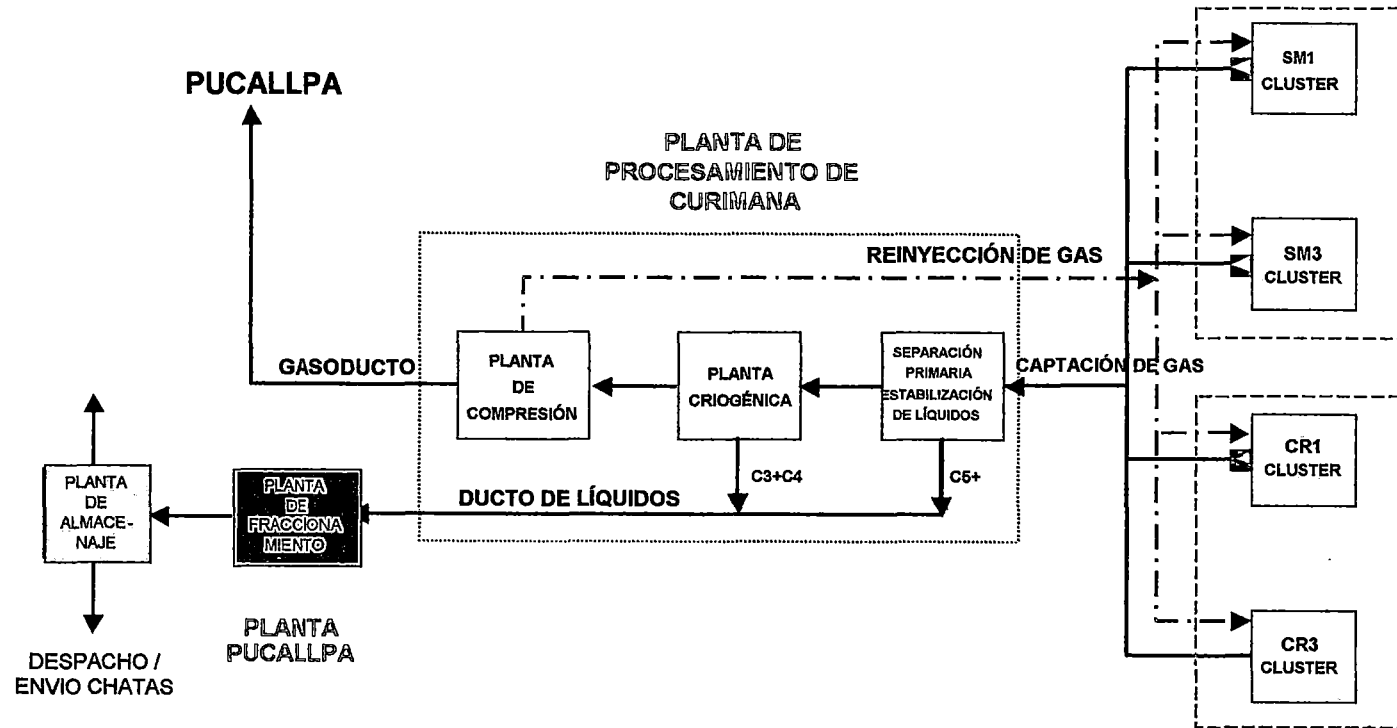
Figura N° 3.1.- Yacimiento de Aguaytía: Producción y Contenido de Líquidos



El proceso seguido por el gas proveniente de los yacimientos sigue un proceso que comienza con el ingreso del gas a un separador primario en el cual se separan los componentes más pesados del gas natural (Condensados). Luego el gas ingresa en los trenes criogénicos donde se recuperan aproximadamente más del 97% de propano, casi el 100% de butano y la gasolina remanente no recuperada en el separador primario.

Los líquidos se transportan a la Planta de Fraccionamiento en Pucallpa a través del poliducto de 88 km. En ellas se fraccionan los líquidos entre GLP y gasolina (C5+). El GLP se comercializa en el mercado local. En la figura 3.2 se muestra el diagrama de flujo general de la planta.

Figura N° 3.2.- DIAGRAMA DE FLUJO GENERAL



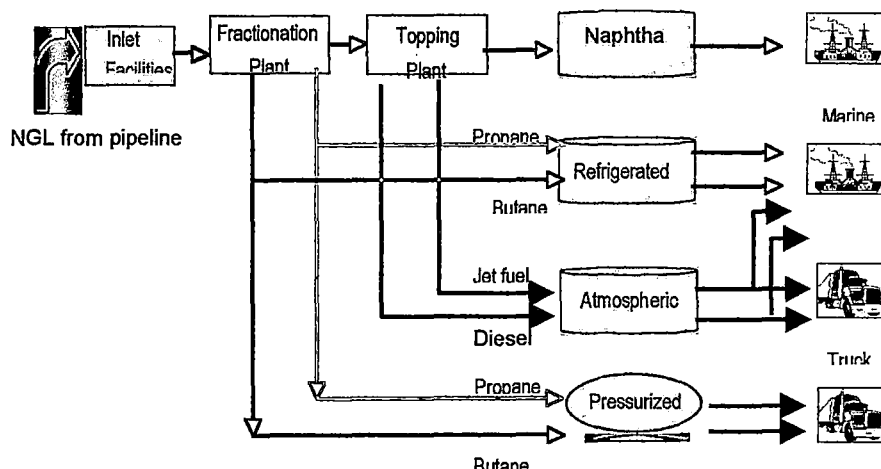
El almacenamiento del GLP se realiza a presión atmosférica en tanques refrigerados mientras que los otros productos se almacenarían en tanques no refrigerados. Existen instalaciones para el despacho de los productos tanto en camiones como en barcazas.

Las operaciones comenzaron con una producción de líquidos asociados. Los mismos se fraccionan en un 50% entre GLP (C3 y C4) y gasolinas (C5+).

3.1.1 Descripción de las Operaciones

A continuación se describirán brevemente las operaciones de gas de Aguaytia.

Figura N° 3.3.- Diagrama de bloques de productos



Sistema de Recolección y Reinyección del Gas

El campo de gas de Aguaytia cuenta con siete pozos en total, cuatro de los cuales son pozos productores y tres pozos inyectores. Los pozos han sido distribuidos en forma lineal a lo largo de la cresta de la Estructura. En el cuadro 3.1 siguiente tabla se detalla las características de los ductos que se han instalado para recolectar el gas de los pozos productores :

Cuadro N° 3.1.- Ductos de Recolección

Pozo	Longitud	Diámetro, espesor, calidad
6-P	3,069-m	4.5"OD, 0.188"e, API 5LX-52 ERW
5-P	376 m	4.5"OD, 0.188"e, API 5LX-52 ERW
2X-P	3,455 m	4.5"OD, 0.188"e, API 5LX-52 ERW
9-P	6,285 m	4.5"OD, 0.188"e, API 5LX-52 ERW

Cuadro N° 3.2.- Ductos de Inyección

Pozo	LONGITUD	Diámetro, espesor, calidad
3-I	1,483 m	3.5"OD, 0.300"e, API 5LX-52 ERW
7-I	1,355 m	3.5"OD, 0.300"e, API 5LX-52 ERW
8-I	4,549 m	3.5"OD, 0.300"e, API 5LX-52 ERW

El sistema de recolección consiste en un conjunto de tuberías enterradas de 4 pulg. nominales, instaladas independientemente desde la cabeza del pozo hasta el manifold de entrada a la planta de gas. La longitud total aproximada de los cuatro ductos es de 13 km. El sistema de inyección consiste de un

conjunto de tuberías enterradas de 3 pulg. nominales, tendidas desde el manifold de salida de la planta de gas hasta el cabezal del pozo. La longitud total aproximada de los tres ductos es de 7.5 km.

Sistema de Procesamiento del gas

La planta de gas de Aguaytia está diseñada para procesar un volumen de 55.7 MMPCD de gas rico. El propósito de esta planta es recuperar hidrocarburos líquidos en el corte C3+ (propano y más pesados). ABB Randall optó por la construcción de una planta criogénica utilizando la tecnología del modelo turbo-expander, la cual garantiza la recuperación de un mínimo de 82% de propano sin la necesidad de aplicar refrigeración por medios externos.

Entrada de Gas

El gas rico proveniente de los pozos ingresa a la planta a 2200 psig y 150°F siendo luego enfriado a 120°F mediante air coolers. Posteriormente es despresurizado a 1100 psig disminuyendo la temperatura hasta 89°F. A estas condiciones ingresa al separador trifásico donde se obtiene la fase gaseosa, la fase líquida y agua, la cual se drena automáticamente. La fase gaseosa ingresa a un precalentador de entrada con el fin de prevenir la formación de hidratos. Luego fluye a través de un filtro separador de entrada en donde se elimina cualquier sustancia (agua, sólidos) que pudiera afectar el proceso criogénico.

Entrada de Condensado

Los hidrocarburos líquidos provenientes del separador trifásico con 54" ID x 20 pies de largo son bombeados al separador/coalescedor de condensado a 89°F y 1140 psig . Los líquidos son enviados luego a los deshidratadores de condensado con el objeto de remover el agua a niveles mínimos. El condensado libre de humedad es alimentado a la torre deetanizadora para el despojamiento de hidrocarburos livianos.

Deshidratación de Condensados

La corriente de líquidos es deshidratada en dos torres de 36" ID x 12 pies de largo, conteniendo un lecho de tamices moleculares. El agua es retenida por los tamices moleculares durante el ciclo de adsorción. Ambas operan de la siguiente manera: mientras una de las torres está en adsorción, la otra está siendo regenerada. Adicionalmente, se ha colocado un filtro de polvo a la salida de los deshidratadores para evitar el pase de partículas sólidas hacia la torre deetanizadora. Para la regeneración de los tamices se emplea gas seco a 1190 psig y 550°F. El gas es calentado a 550°F mediante un intercambiador de tubos con aceite de calentamiento. El volumen necesario de gas seco es de 1.2 MMPCD proveniente de los compresores de gas residual.

Deshidratadores de Gas

Por otro lado, la corriente de gas es deshidratada en dos torres con 66" diámetro x 20 pies de altura de tamices moleculares. El sistema de tamices

moleculares utilizados en este diseño es usado para garantizar que la corriente de gas mantenga un punto de rocío de -130°F de congelamiento o taponamiento de líneas. La humedad es retenida en el lecho de los tamices moleculares durante la fase de adsorción. La operación es similar al deshidratador de condensados; mientras una de las torres está en adsorción, la otra está siendo regenerada. Existe un filtro de polvo a la salida de los deshidratadores para evitar el pase de partículas hacia el intercambiador de entrada de gas. Para la regeneración de los tamices se emplea gas seco a 1190 psig y 550°F . El volumen necesario es de 5.2 MMPCD proveniente de los compresores de gas residual. El gas es calentado de 120°F a 550°F mediante un intercambiador de tubos con aceite de calentamiento

Enfriamiento del gas – Sistema Criogénico

Después de los deshidratadores, el gas es enfriado de 95°F a 12°F utilizando un intercambiador de placas de aluminio. En este caso se aprovecha el frío de dos corrientes: los líquidos del *cold separator* y el gas de tope de la deetanizadora. A 12°F la corriente de gas de entrada forma dos fases ingresando luego al *cold separator* con una presión de 1075 psig. El nivel de líquidos es controlado mediante una válvula de control, reduciendo su temperatura a -16°F por el efecto Joule-Thompson. Luego, es retornado al intercambiador de entrada para ingresar a la deetanizadora a 90°F . La fase gas a la salida del *cold separator* es dividida en dos corrientes: una alimenta el *turbo-expander* y la otra es enviada al

condensador de reflujo. La primera corriente ingresa al turbo-expander a 1075 psig y 12°F, saliendo a 389 psig y -70°F. A estas condiciones ingresa en el plato #9 de la deetanizadora. La segunda corriente a 1075 psig es enfriada de 12°F a -78°F en el condensador de reflujo, para luego expandirla a 390 psig. Como consecuencia del efecto Joule-Thompson esta corriente alcanza -131°F, siendo alimentada al primer plato de la deetanizadora, cumpliendo la función de reflujo.

Deetanizadora

La deetanizadora con 60" ID x 96 pies de largo ha sido diseñada para recuperar un mínimo de 82% de propano y menos de 1.0% en volumen de etano en el GLP. La corriente de gas del tope de la deetanizadora con una presión de 390 psig y una temperatura de -85°F es utilizada para proveer enfriamiento en el condensador de reflujo y al intercambiador de entrada. El producto de fondos de la deetanizadora sale a 292°F y es enfriado a 120°F mediante el *product cooler* y luego bombeado a 775 psig al ducto que lo transportará hasta la planta de fraccionamiento. En caso haya imposibilidad de bombear a la línea, el mismo producto puede ser bombeado a los pozos reinyectores mediante la *bomba de inyección de producto* a una presión de 4200 psig. La deetanizadora es una columna de destilación con 34 platos, una presión de trabajo de 385 psig y cuatro corrientes de alimentación a diferentes temperaturas y posiciones de ingreso. Utiliza un *reboiler* para calentar su producto de fondos utilizando aceite de calentamiento. La corriente liquido/vapor saliendo del reboiler es

retornada debajo del último plato de la columna. Los vapores calientes ascienden a través de una chimenea a los platos superiores, mientras que los líquidos se acumulan en el fondo de la columna.

Compresores

La planta cuenta con cuatro compresores reciprocantes marca Ariel accionados por motores a gas Caterpillar series G3600. Dos de los compresores *residue compressors* se encargan de comprimir el gas residual de una presión de 485 psig hasta 1050 psig en una sola etapa. A estas condiciones el gas es enviado al ducto de 12" de diámetro para su venta. En caso que los consumidores finales no consuman el gas residual, este se deriva a la succión de los compresores de reinyección para su inyección a los pozos. El otro par de compresores *reinjection compressors* tienen la función de comprimir el gas residual de 1050 psig hasta 4,200 psig en dos etapas principalmente cuando no hay ventas de gas.

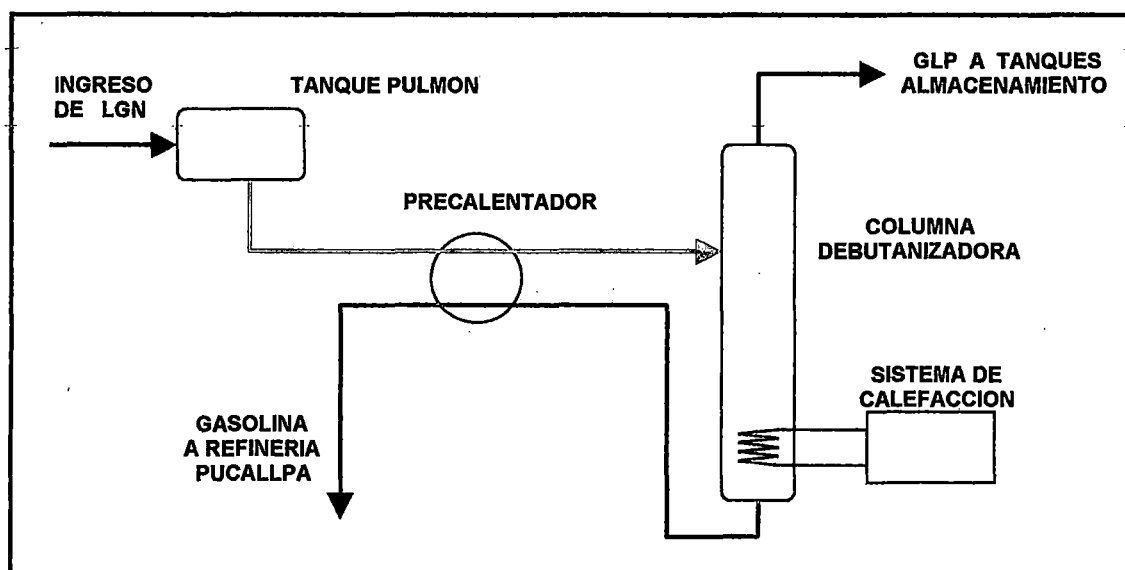
Gas combustible

El gas combustible para consumo propio es tomado de la corriente de gas residual antes de los compresores y enviado a un separador *fuel gas scrubber* donde se regula a una presión de 125 psig y 112°F. A la salida del separador se envía a la línea troncal de gas combustible que distribuye el gas a toda la planta. Existe otra fuente adicional de gas combustible a la planta, la cual proviene de la línea de entrada de gas después del separador trifásico, conteniendo mayor proporción de hidrocarburos pesados.

3.1.2 El Sistema de Fraccionamiento de LGN

La planta de Fraccionamiento está diseñada para procesar un volumen de 4,149 bbl/día de LGN (Líquidos del Gas Natural). La función de esta planta es obtener dos productos: GLP (propano / butano) y Gasolinas Naturales. La planta se encuentra ubicada a la altura del km. 10 de la carretera Federico Basadre, a una distancia de aproximadamente 9 km. de la refinería Pucallpa.

Figura N° 3.4.- Diagrama de las Planta de fraccionamiento GLP-Gasolinas



Entrada de LGN

La corriente de LGN a 200 psig y 80°F proveniente de la planta de gas ingresa al tanque pulmón de 132 pulg OD x 79 pies longitud, el cual se mantiene a una presión de operación de 60 psig. A la salida del tanque el

producto es tomado por la bomba *Make- Up* y enviado al precalentador de entrada. En este equipo se calienta la corriente de LGN de 80°F a 224°F aprovechando la alta temperatura de la gasolina que sale del fondo de la torre debutanizadora (322°F).

Fracionadora o Debutanizadora

Una vez precalentado, el LGN es conducido a la torre debutanizadora de 42" ID x 70 pies longitud para la separación de los productos finales: GLP y gasolinas naturales. Dicha torre está integrada por: un rehervidor de fondos, -el cual mantiene la temperatura a la entrada a la columna en 363°F utilizando un sistema de aceite de calentamiento - y un condensador el cual enfría los productos de tope a 121°F mediante dos ventiladores. El producto del fondo de la columna es enfriado desde 322°F a 95°F mediante el intercambio de calor con la corriente de alimentación a la columna. Una vez enfriado, es enviado a la línea de gasolina que lo conduce a la refinería. El producto de tope es enviado al acumulador de reflujo a 168 psig y 123°F y a continuación es transferido, mediante la bomba de reflujo, una parte a la debutanizadora y el resto a los tanques de almacenamiento de GLP. Algunas de las características de la Planta de fraccionamiento se indican en el apéndice.

Almacenamiento y despacho de GLP

La planta cuenta con una capacidad de almacenamiento para un millón de

galones de GLP distribuidos en 17 tanques de 132" OD x 79 pies de largo de 60,000 galones de capacidad cada uno. Adicionalmente se cuenta con un sistema de despacho a camiones cisterna integrado por: una balanza para camiones de 54.5 Ton de capacidad, dos bombas de despacho, un paquete de odorización y mangueras con conexiones para cisternas.

3.1.3 Sistema de Transporte de gas y condensados

Las operaciones de gas cuentan con dos sistemas de ductos enterrados, un gasoducto para el transporte de gas residual a los usuarios finales y un poliducto para el transporte de LGN hacia la planta de fraccionamiento. El gasoducto está constituido por tres tramos y una derivación. El primer tramo de 12 pulg. de diámetro sale de la planta de gas y llega a la estación de Neshuya. El segundo tramo de 10 pulg. de diámetro sale de la estación de Neshuya y llega a la planta termoeléctrica de Aguaytia. El tercer tramo de 6 pulg. de diámetro sale igualmente de Neshuya y llega a la planta de Fraccionamiento. La derivación de 6 pulg. de diámetro sale de la Planta de Fraccionamiento y llega a la central de Yarinacocha.

En el cuadro 3.3 se muestran algunas características de las tuberías del gasoducto.

Cuadro N° 3.3.- Gasoducto

Tramo	FLUIDO	LONGITUD	DIÁMETRO	Calidad
Pta.Gas – Neshuya	Gas	39,320	12" nom.	API 5LX-42 API 5LX-52
Neshuya – Aguaytia	Gas	85,480	10" nom.	API 5LX-42
Neshuya – Fraccionam.	Gas	49,500	6" nom.	API 5L-GR:B
Fraccionam. – Yarina	Gas	6,090	6" nom.	API 5L-GR:B

Fuente: Aguaytia Energy

El poliducto consta de un solo tramo de 4 pulg de diámetro que sale de la planta de gas y llega a la planta de fraccionamiento, pasando superficialmente por la estación de Neshuya.

Cuadro N° 3.4.- Poliducto

Tramo	FLUIDO	LONGITUD	DIÁMETRO	Calidad
Pta.Gas – Frac	LGN	89,450	4" nom.	API 5L-GR:B

Fuente: Aguaytia Energy

Cuadro N° 3.5.- Producción Gas y Líquidos

PRODUCTO	1998	1999	2000	TOTAL
Gas de Pozos (MMPC)	12,279.85	19,603.26	21,621.92	53,505.03
Líquidos de Gas Natural (BlS)	765,676	1,240,523	1,419,516	3,425,715
Gasolina Natural (BlS)	505,191	822,684	933,602	2,261,477
Gas Licuado de Petróleo (BlS)	252,633	417,787	486,141	1,156,561

Fuente: DGH-MEM

3.2 EL MERCADO MAYORISTA

El Mercado Mayorista está compuesto por los grandes consumidores que definen un tipo especial de contrato de suministro. En este caso se tiene el Sector Eléctrico en el cual se ha considerado la línea existente y la nueva línea a Pucallpa que recientemente entró en operación. A continuación se detallan cada una de ellas.

3.2.1 Energía eléctrica

El gas natural que produce el yacimiento Aguaytía tiene efecto en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), pues con este combustible se genera electricidad a menor costo, la cual desde 1998 viene reemplazando la producida por las centrales térmicas a diesel que aportan al SIN. La Central Térmica Aguaytía aproximadamente consumió 19,3 MMPCD en el año 1999 y se espera que consuma 24,5 MMPCD en el año 2008, esto representa un reemplazo de 3,200 bbl/día de diesel en el año 1999 y se estaría reemplazando 4,100 bbl/día en el año 2008.

Es más, a partir del año 2000, con la integración del SIN el efecto del gas de Aguaytía se hace sentir a nivel nacional. De acuerdo con los estimados de la Oficina Técnica de Energía (OTERG), en relación con la generación de electricidad en la C.T. de Aguaytía, se considera que ésta operará con turbinas de ciclo simple hasta el año 2003 y, a partir del año 2004, empleará turbinas de ciclo combinado para mantener su competitividad.

Los estudios señalan dificultades para usar el gas en la C.T. Yarinacocha (Pucallpa) con lo cual no se podrá remplazar el diesel/residual que consume dicha central. Dicha sustitución representaría entre 600 y 700 bbl/día de diesel hasta el 2008, en razón del incremento en la potencia efectiva utilizada.

En el mes de Agosto del año 2000, el Comité Especial Líneas Eléctricas Oroya - Carhuamayo - Paragsha - Derivación Antamina, y Aguaytía - Pucallpa, convocó a Concurso Público Internacional bajo la modalidad de Proyecto Integral para la entrega en concesión de las Líneas Eléctricas mencionadas.

Dicha concesión implicaba el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción, explotación y transferencia de las Líneas Eléctricas, en concordancia con lo establecido en el Plan de Promoción aprobado por la COPRI y ratificado por Resolución Suprema N° 287-2000-PCM y tiene un plazo de vigencia de 32 años, incluyendo el periodo de construcción. La empresa industrial y comercial del estado colombiana Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. presentó una oferta para este concurso, resultando ganadora de la misma, a raíz de lo cual se conformó la sociedad ISA Perú, con participación de TRANSELCA y ETECEN, para construir dichos proyectos, los cuales ya entraron en operación.

La Línea de Transmisión Aguaytía - Pucallpa de 138 kV, con una longitud de 131 km., se encuentra ubicada al noroeste del país y cruza las provincias

Figura 3.5: diagrama de la red eléctrica Aguaytía - Pucallpa

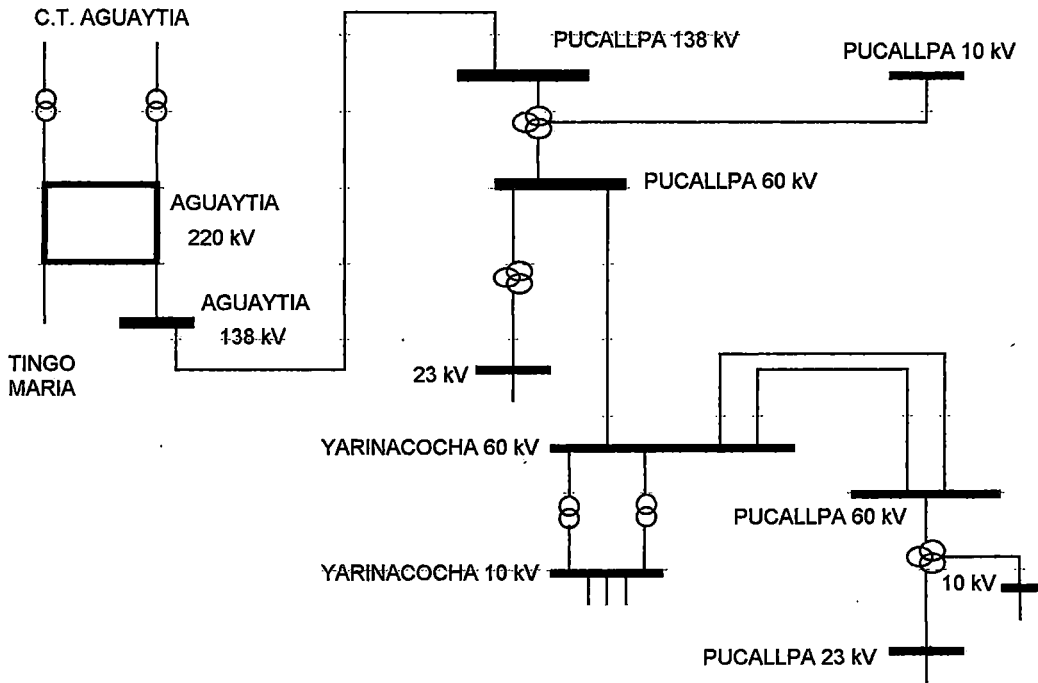
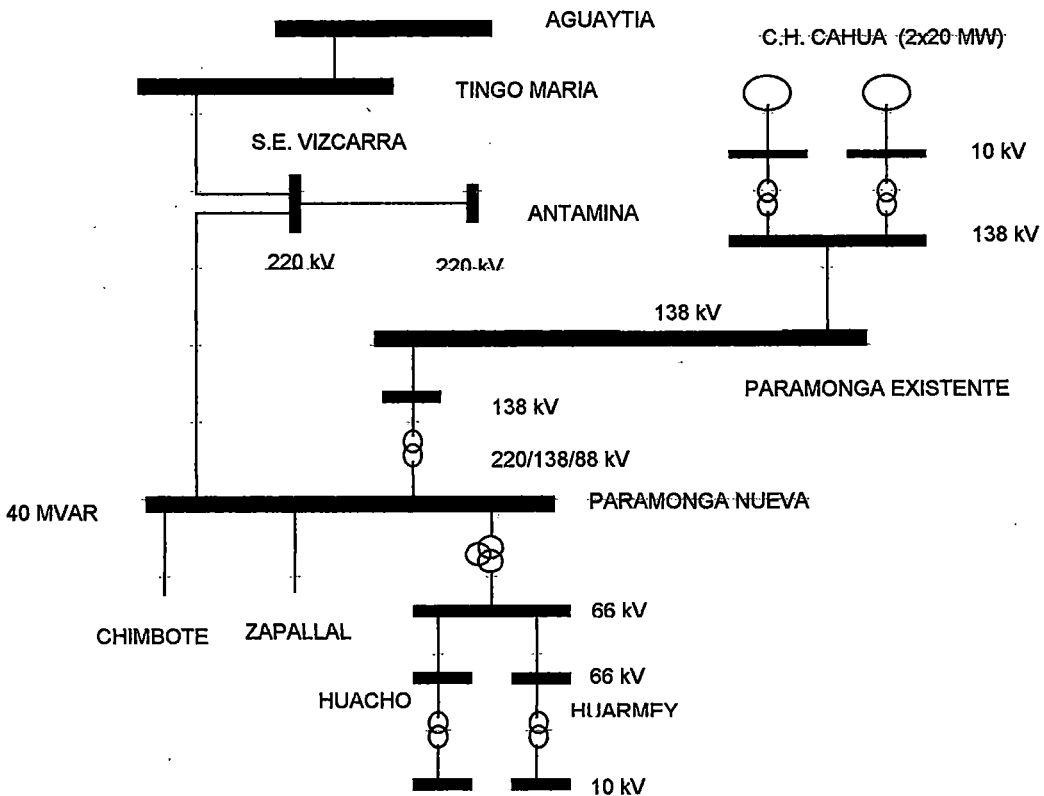


Figura 3.6: diagrama de la red eléctrica Aguaytía - Paramonga



Padre Abad y Coronel Portillo en el departamento de Ucayali. Esta línea permitirá la incorporación del sistema aislado de Pucallpa al Sistema Interconectado Nacional, lo cual permitirá el incremento de la confiabilidad del sistema eléctrico de la zona. Dicha interconexión contribuirá también con la electrificación de las provincias de Coronel Portillo y Padre Abad. La Línea Aguaytía – Pucallpa tiene las siguientes características:

Cuadro N° 3.6.- Nueva Línea Aguaytía – Pucallpa 138 kV

DENOMINACION	DESCRIPCION
Tensión	138 kV
Longitud	131 km
Número de circuitos	1 (terna sencilla en configuración triangular)
Material del conductor	AAAC 300 mm ²
Conductores por fase	1
Cable de guarda	1
Material cable de guarda	Acero galvanizado 3/8-pulg
Altura mínima s.n.m.	370 m
Resistividad promedio	480 ohm-m

Ampliación S/E Aguaytía 220 kV

Esta subestación está localizada a 300 m.s.n.m. La subestación es existente y tiene una configuración en anillo con tres celdas 220 kV (Unidad 1, Unidad 2 y Tingo María). Se desarrolló una celda para la conexión de un transformador de 60 MVA, 220 /138 kV con terciario a 22.9 kV. Todo el equipo de alta tensión es del tipo exterior convencional, teniendo en cuenta

la coordinación de aislamiento requerida y la altura sobre nivel del mar de la instalación. Se suministró todo el equipo de protección necesario para el anillo y la celda. Se tiene un sistema de gestión de las protecciones que permitirá recoger la información de las mismas, para que desde el centro de control de ISA - PERU en Lima se analice y supervise el estado y funcionamiento de ellas.

Se tiene un sistema de control digital de la subestación que permite su operación local y remota. La operación normalmente es local, utilizando en principio los servicios del operador de la subestación existente. Las comunicaciones de voz, datos y teleprotección hacia Pucallpa son por onda portadora (PLP). y en emergencia se tiene como respaldo las del operador local

S/E Pucallpa 138 kV

Esta subestación a 60 kV está localizada a 160 m.s.n.m. La nueva subestación a 138 kV tiene una configuración en barra sencilla. Inicialmente se desarrollarán tres celdas de 138 kV (Aguaytia, Reactor y Transformador 138/60 kV). Se instaló un reactor de 138 kV de 8 MVAR. Todo el equipo de alta tensión es del tipo exterior convencional. Se instaló un auto-transformador de potencia de 55 MVA y 138/60 kV con un terciario a 10 kV para servicios auxiliares. El terciario tiene como referencia a tierra un transformador zig - zag.

Se construyó una nueva barra a 60 kV en configuración sencilla con 4

celdas (Trafo 138 kV, Yarinacocha, Pucallpa y trafo existente). Se suministró todo el equipo de protección necesario para las barras y las celdas. Se tiene un sistema de gestión de las protecciones que permite recoger la información de las mismas, para que desde el centro de control de ISA - PERU en Lima se analice y supervise el estado y funcionamiento de ellas.

3.2.2 Gas para el sector industrial

En este punto se sintetiza los principales aspectos relacionados a la distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la zona industrial de **Pucallpa**. El análisis de carácter referencial fue considerado del interés de Aguaytía Energy al identificar el mercado potencial del gas natural en Pucallpa y tomó sólo en cuenta el mercado industrial. En principio se consideró que el proyecto lo ejecutaría y financiaría el Inversionista privado que obtenga la buena pro a través de la Licitación respectiva, de forma tal que con Aguaytía Energy no existiría mayor vínculo que el comercial, producto de la compra venta del gas.

Aguaytía Energy vendería el gas natural al Inversionista puesto en el terminal de su gasoducto (city-gate) en una ubicación cercana a la Planta de Fraccionamiento (km 10 de la Carretera F. Basadre). Con este propósito se firmaría un Contrato entre Aguaytía Energy y el Inversionista. La validez del contrato estaría condicionada a la obtención por parte del Inversionista de la respectiva Concesión de Distribución de Gas en el Ministerio de Energía y

Minas. Mediante esta Concesión el Inversionista podría iniciar las inversiones que permitan la instalación y operación de un sistema de gasoductos subterráneos para distribuir y vender el gas a las industrias ubicadas a lo largo de la carretera F. Basadre (del km. 2.5 hasta el km 13). En 1999 se identificó un mercado potencial del gas natural para consumo industrial con una demanda equivalente de aproximadamente 2.12 MMPCD.

Cuadro N° 3.7.- Pucallpa: potencial de suministro de gas a la industria

DEMANDA DE COMBUSTIBLES DE LAS INDUSTRIAS POTENCIALES CONSUMIDORAS DE GAS (1999)				
N°	EMPRESA	RESIDUAL 6 GLNS/DIA	DIESEL 2 GLNS/DIA	LEÑA m³/DIA
1	CERVECERIA SAN JUAN	1 381		
2	MADERAS PERUANAS S.A.			19.7
3	PRINSELVA S.A.			5.7
4	INDUSTRIAL MADERERA DEL ORIENTE S.A.			52.7
5	INDUSTRIAL SELVA S.A. INDUSEL		55	
6	NCS AMERICAN FORESTAL			5.0
7	LADRILLERA UCAYALI S.R.L.			12.8
8	ASERRADERO ANACONDA S.A.			12
9	GALVANIZADORA PERUANA S.A.	123	61.5	
10	MAIL S.A.C			24.7
11	LADRILLERA ARCEO S.R.L.	396		
12	TRIPLAY AMAZONICO S.A.			134
13	INDUSTRIAL UCAYALI S.A.			124
14	EMBOTELLADORA LA LORETANA S.A.		66	
15	EMBOTELLADORA PUCALLPA S.A.		110	
16	CIA. INDUSTRIAL PUCALLPA S.A.		86.5	
17	EMBOTELLADORA SISLEY S.A.		74	
18	MARTIN LUMBER S.A.			30.8
19	COOP INDUSTRIAL TRIPLAYERA PUCALLPA			24.7
20	FAB. LADRILLO Y CERAMICA VILLACORTA			4.2
21	COMPLEJO INDUSTRIAL MADERERO PUCALLPA S.A.			5
22	COMPLEJO INDUSTRIAL MADERERO UCAYALI S.A.			5
23	PERU TIMBER S.A.C.			2
	TOTAL	1 900	453	460.3

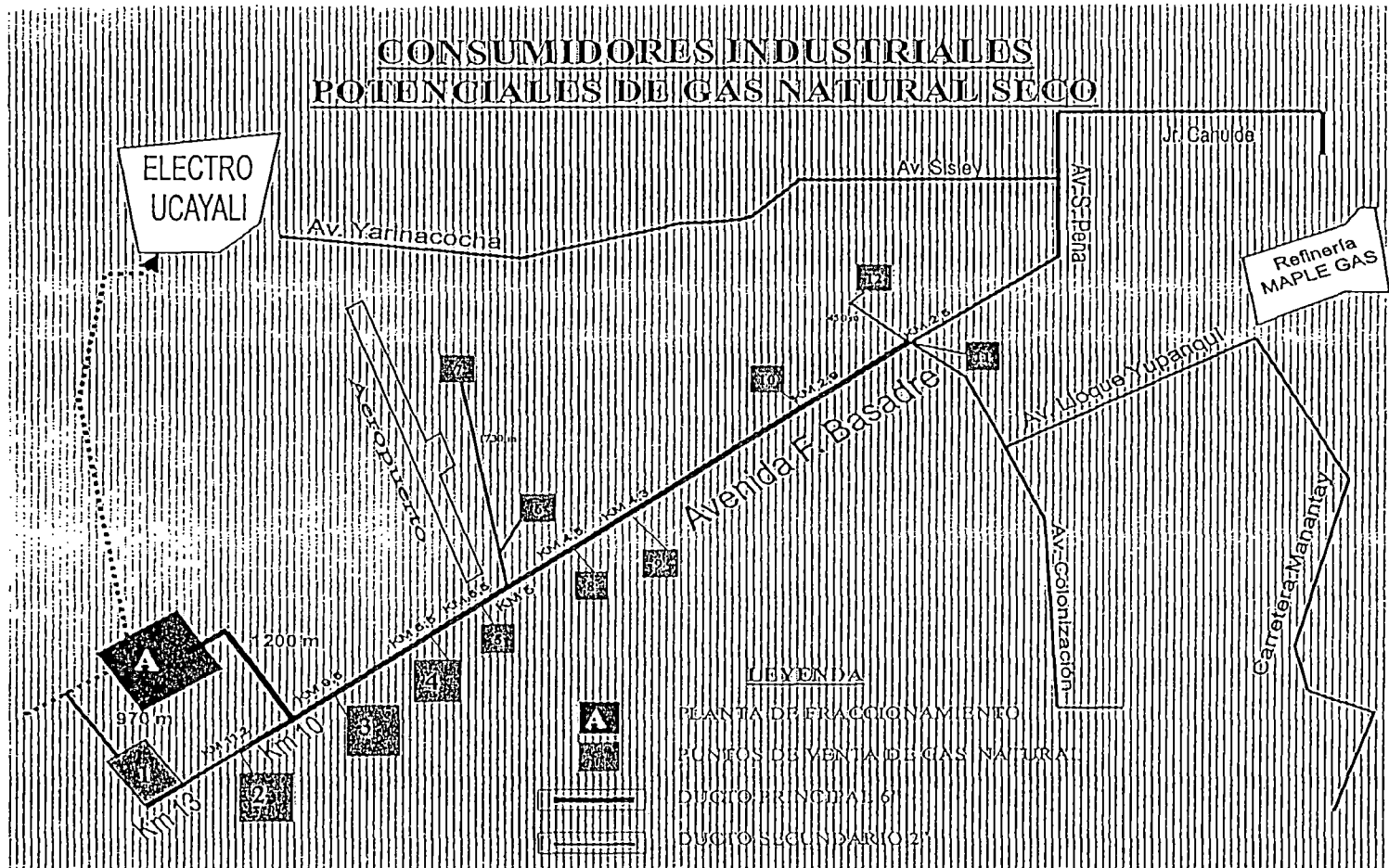


Figura N° 3.7.- Pucallpa: ubicación de potenciales consumidores

Aguaytia Energy también evaluó la incidencia de la reconversión de los equipos industriales de producción al consumo de gas como combustible. Adicionalmente, proyectó su consumo para los próximos 20 años. Con los datos obtenidos dimensionó tentativamente el sistema de ductos (primarios y acometidas) necesarios, que incluyen una estación de regulación y medición primaria, así como un sistema de odorización. Para la distribución inicial de 2.12 MMPCD, se calculó una tubería de acero de 6" de diámetro para la Red Primaria y acometidas con tuberías de 2" de diámetro, siendo la longitud total del sistema aproximadamente de 13.80 km.

Para la evaluación económica se consideró un precio por debajo del precio equivalente en MMBTU de los combustibles comúnmente utilizados como son el petróleo residual, diesel-2 y la leña. El ahorro en costos de combustible permitirá el financiamiento de la reconversión de los equipos que requiere cada industria para utilizar el gas.

En lo que concierne al mercado industrial en el área de **Pucallpa**, debe indicarse que éste consume aproximadamente 0,2 MBPD de diesel, pero se estima que a partir del año 2003 empezará a abastecerse con gas natural, cuando se inicie la distribución de este producto por red de ductos. El grado de sustitución esperado alcanza los 0,22 MBPD de diesel a partir del año 2003, e irá creciendo paulatinamente hasta alcanzar 0,28 MBPD en el año 2008. En términos globales el gas del yacimiento Aguaytía daría lugar a un reemplazo aproximado de 5,100 bbl/día de derivados de petróleo en el año 2008.

3.2.3 GTL

Tulsa Syntroleum Oklahoma Corporation es el creador y dueño de un proceso diseñado para convertir el gas natural en hidrocarburos líquidos sintéticos (un proceso conocido generalmente como "gas to liquid" o "GTL"). El "proceso de Syntroleum" es una simplificación de las tecnologías tradicionales de GTL dirigidas a reducir el costo de capital con un tamaño económico mínimo de una planta de GTL. Syntroleum cree que su proceso puede, en algunas circunstancias, ser rentable en plantas de GTL con rendimientos de procesamiento del orden de 20.000 barriles por día, y puede ser competitivo con otros procesos de GTL en cualquier tamaño de la planta siendo capaz de producir el bbl a \$20 (2001).

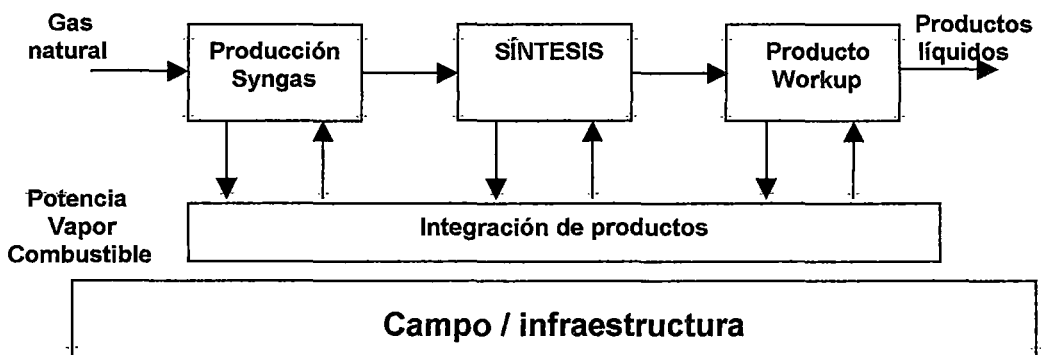
Ventajas de la tecnología GTL

Los procesos GTL al igual que el proceso de Syntroleum tienen un significativo número de ventajas. Las más importantes son las siguientes:

1. Monetización. El GTL tiene el potencial de convertir un porcentaje significativo de las reservas probadas y potenciales del gas - las cuáles llevan a cabo hoy poco o nada de valor económico - en barriles equivalentes de aceites del gran valor económico;
2. Eliminación de prácticas costosas o ambientalmente desventajosas.
3. Permite un desarrollo económico del gas en sitios alejados del mercado;
4. Genera el desarrollo de combustibles líquidos ambientalmente superiores.

5. El GTL da hidrocarburos sintéticos de la calidad más alta que los naturales que se pueden utilizar directamente como combustibles o mezclar con los combustibles derivados del petróleo crudo de una calidad más baja para alcanzar niveles exigidos por las especificaciones ambientales y de funcionamiento más rigurosas.

Figura N° 3.8.- GTL: Esquema Genérico



El proceso Syntroleum

El proceso Syntroleum es un proceso para convertir el gas natural en aceite sintético el que se puede transformar aún en otros combustibles o productos hidrocarburos. El proceso se basa en reacciones catalíticas. En el proceso, el gas natural reacciona con aire en un reactor para producir un gas de síntesis que luego se convierte en petróleo bruto sintético. Esta reacción basada en la química de Fischer-Tropsch se da en un reactor que contiene un catalizador desarrollado por Syntroleum donde se obtienen los

hidrocarburos sintéticos designados comúnmente como "petróleo crudo sintético."

El proceso de Syntroleum se diferencia de otros procesos GTL en varios puntos. Los dos más fundamentales son:

1. El uso del aire, en lugar de oxígeno puro, en la producción del gas de síntesis. Esto permite a las plantas de GTL que usan el proceso Syntroleum ser más pequeñas, menos costosas y más seguras de funcionar que otras tecnologías;
2. En segundo lugar, donde otros incorporan típicamente varios lazos en sus reactores de síntesis Fischer-Tropsch, el proceso de Syntroleum contempla un simple paso que aprovecha el nitrógeno del syngas.

Además, el proceso Syntroleum es un productor neto de energía, creando energía capaz de conducir el proceso por sí mismo así como generar el potencial de vender el exceso de energía a los mercados locales, en la forma de electricidad o de vapor.

Estrategia de negocio del Syntroleum

El objetivo de Syntroleum es ser el abastecedor principal de la tecnología de GTL a la industria del aceite y del gas. Su estrategia de negocio para alcanzar este objetivo implica los elementos dominantes siguientes.

1. Licencia amplia del proceso de Syntroleum. Syntroleum se propone continuar ofreciendo licencias del proceso de Syntroleum y los

catalizadores a los propietarios relacionados a la industria del aceite y del gas para la producción del petróleo crudo sintético y de los combustibles líquidos, sobre todo fuera de Norteamérica.

2. Hasta la fecha, Syntroleum ha entrado en acuerdos de licencia con Texaco, ARCO (ahora punto de ebullición), Marathon, Repsol-YPF, Enron y Kerr-McKee, La energía de Ivanhoe y la Commonwealth de Australia, y continúa en tratos con otras compañías del aceite y del gas con respecto a acuerdos de licencia adicionales.
3. Permite la producción de los "combustibles del diseñador". Syntroleum tiene actualmente un acuerdo común de desarrollo con Daimler Chrysler, bajo el cual las dos compañías están trabajando para crear los combustibles con características ambientales y de funcionamiento altamente deseables. Los resultados de este esfuerzo serán puestos a disposición de todos los concesionarios de Syntroleum. Syntroleum también está trabajando con los laboratorios nacionales de Argonne para desarrollar los combustibles GTL para el uso con las celdas de combustible.
4. Posee las Plantas GTL Especializadas. Syntroleum se propone establecer empresas a riesgo compartido con sus concesionarios y otros socios de la industria del aceite y del gas y/o socios financieros para diseñar, para construir y para funcionar las plantas de GTL diseñadas para producir productos mejorados con alto margen.

Syntroleum se propone poner las plantas móviles de GTL a disposición de

los clientes. La compañía estima que habrá un potencial de mercado significativo para las plantas móviles de GTL en varias aplicaciones.

3.3 EL MERCADO MINORISTA

Este mercado está compuesto por la red de distribución domiciliaria, la comercialización de Gasolinas y GLP; a nivel regional; aquí se debe incluir el consumo de combustibles del mercado brasileño aledaño a la frontera peruana. En cuanto al gas natural seco comprimido (GNC), recién está en proceso de estudio. En ese sentido la DOE y el BID han donado los fondos para llevar a cabo un estudio para el uso del GNC en mototaxis, con la contribución y participación de Aguaytia Energy.

3.3.1 Distribucion del gas

El mercado doméstico más próximo corresponde a la ciudad de Pucallpa. Sin embargo, no fue considerado inicialmente por Aguaytia Energy, pero es evidente que existe como un potencial de distribución.

En la ciudad de Pucallpa, según un estudio realizado por Aguaytia Energy, cuenta con aproximadamente 58,000 hogares, de los cuales 14% conforma el nivel socio económico B (NSE B), el 41% el NSE C y el 45% restante el NSE D, no registrándose el NSE A.

La segmentación de los diversos usos energéticos de la ciudad de Pucallpa,

se muestra en el cuadro N° 2.18 (pag 40), en donde se observa que la electricidad y el GLP son los de mayor consumo en los hogares de mayor NSE, sucediendo lo contrario con los otros tipos de combustible.

En el cuadro 2.20 (pag 41) se puede notar que la mayor demanda total de energía es por leña, seguida por la de GLP, electricidad, carbón y kerosene. Esto, lógicamente, indica que existe un relativo potencial de demanda de gas natural, al sustituirlo por la leña, el carbón y el kerosene. Si esto se lograra se evitaría, además, incrementar la contaminación ambiental y la depredación de nuestra flora.

3.3.2 Gasolinas y GLP

En cuanto al uso de gasolinas, Aguaytia es la principal abastecedora en la región y compite con lo producido en otras refinerías ofreciendo mejores precios. Sin embargo las iniciativas mas relevantes tienen que ver con el GLP en este mercado. La promoción del uso de GLP para el mercado residencial, industrial y vehicular tiene como objetivo, según indican, remplazar a otros combustibles contaminantes y menos eficientes por GLP: Leña, Carbón, Kerosene, Gasolina con Plomo y Diesel.

Aguaytia Energy está realizando proyectos de desarrollo y promoción del uso de GLP en Pucallpa e Iquitos dirigidos a los sectores Residencial (obsequio y/o financiamiento de cocinas a GLP y balones para los hogares en Pucallpa e Iquitos), este mercado se estima en unas 100,000 familias, En

uso vehicular, para la conversión del parque automotor de Iquitos a GLP donde se encuentra desarrollando "pruebas piloto" usando GLP como combustible vehicular en mototaxis, las que han dado resultados satisfactorios estimándose un mercado de 8,000 unidades. En los motores menores fuera de borda, en los generadores, y en las embarcaciones fluviales (del tipo Peque Peque) en Pucallpa, el uso de GLP se puede estimar un mercado del orden de 10,000 unidades.

Por otro lado si el GLP se comercializa a granel, la opción de abastecimiento para la industria y el comercio de la ciudad de Iquitos se hará muy común, con el fin de reducir los costos de energía en este sector; esta es una iniciativa que está siendo promocionada.

En cuanto al transporte, las Mototaxis representan el 32% del parque automotor menor de Iquitos con 8,000 unidades registradas, el que hoy genera emisiones contaminantes de plomo (según indican 23.7 toneladas por año). El consumo promedio de Gasolina 84 con Plomo en cada mototaxi es de 2.55 galones diarios (20,400 galones diarios en total). El GLP es más económico y limpio que la Gasolina con Plomo. Retorna el costo de la inversión de conversión en menos de un año y después el mototaxista ahorra US\$ 0.75 por día, reduce la contaminación del aire en más del 80% y los niveles de ruido en 15%.

El abastecimiento de GLP para las Mototaxis será en cilindros normados de 5 kg a través de los distribuidores autorizados de GLP de la ciudad. Se

estima que en un período de 5 a 7 años se puede cubrir más del 60% del mercado de mototaxis. El cuadro N° 3.8 muestra un cuadro comparativo de las ventajas que estiman obtendrían al convertir un sistema a gasolina a un sistema bi-fuel gasolina/GLP.

Cuadro N° 3.8: Economía de la conversión de una mototaxi

Economía de la conversión de una mototaxi a gasolina al sistema bi-fuel : gasolina/GLP			
Mototaxi	Gasolina	GLP	Sistema Bi-fuel
Costo de adquisición	3 850 US\$		
Pago por alquileres al dueño	7.25 US\$/día		7.70 US\$/día
Recorrido diario	180 km	180 km	
Rendimiento	80.45 km/gal	81.30 km/gal	
Costo de combustible	1.58 US\$/gal	1.26 US\$/gal	
Consumo de combustible	2.24 gal/día	2.21 gal/día	
Costo diario de combustible	3.54 US\$	2.78 US\$	
Días de trabajo anual	365	365	
Costo anual de combustible	1 291 US\$	1 016 US\$	
Costo de conversión a Bi-fuel		240 US\$	
Ahorro por combustible al usar GLP		274 US\$/año	

En la actualidad a nivel mundial existen muchos fabricantes de vehículos que están produciendo prototipos de vehículos a Gas Natural Dedicados que puede operar solamente con gas natural, entre ellos las compañías Ford, Honda y General Motors que fabrican estos vehículos para el segmento liviano y otros fabricantes de camiones y buses para el servicio mediano y pesado.

En Chile actualmente existen 6 estaciones de servicio de gas natural. En

Argentina existen más de 775 puntos de suministro y en los Estados Unidos operan más de 1200 estaciones de abastecimiento de gas natural en 46 estados.

Todos los principales fabricantes de automóviles, camiones y buses han construido prototipos de Vehículos a GNV dedicados. En el modelo del año 1998 Ford ofrece sedans Crow Victoria dedicados, Vans de la serie E y camionetas de la serie F dedicados y de dos combustibles y Contours de dos combustibles. General Motors ofrece camionetas y el Cavalier de Chevrolet. Honda está produciendo el modelo Civic a gas natural desde 1998; este vehículo es el primero en cumplir con los estrictos estándares de vehículos de emisiones ultra-bajas; también recibió una certificación bajo el Programa Federal de Flota de Combustible Limpio. Los fabricantes de buses, tales como Blue Bird y Orion Bus Industries, venden buses diseñados para operar con gas natural. Los principales fabricantes de motores Diesel, tales como Caterpillar, Cummins, Detroit Diesel, Mack y Deere Power Systems, están desarrollando o produciendo motores de servicio pesado a gas natural para una amplia gama de aplicaciones vehiculares. 42 fabricantes producen más de 93 variedades de vehículos a gas natural, motores y chasis, desde vehículos de pasajeros livianos hasta buses escolares y grúas horquilla.

En otros países, la mayoría de los fabricantes de vehículos tienen un Programa para Vehículos a GNV, porque se piensa que la introducción de tecnologías de reducción de emisiones para vehículos a gasolina más caras

harán que los vehículos a GNV sean más económicos, ya que en general se espera que cumplan con los nuevos estándares ambientales con pocas o ningunas modificaciones mayores. Las leyes que se centran en la reducción de emisiones de vehículos han servido para educar a millones de personas sobre la importancia de controlar la contaminación de los vehículos a motor. Muchos funcionarios encargados del control de calidad del aire están buscando ahora la forma de aumentar la cantidad de vehículos a GNV en sus estados.

3.4 EL MERCADO DE LA REGION NOROESTE DEL BRASIL

ESTADO DE ACRE

El estado de Acre tiene una canasta energética basada fundamentalmente en el combustible Diesel, el mismo que representa un 70% de la canasta. La Gasolina, con alrededor de cinco veces menos, es el segundo combustible más utilizado y resulta importante considerando que su uso se da principalmente en los motores de ciclo Otto. En lo que respecta al GLP, de uso residencial principalmente, representa poco más que la mitad del consumo de gasolina y casi el doble de otros combustibles también usados en este estado. (Ver cuadros N° 3.9 y 3.10).

Dentro de esta canasta el Diesel ha experimentado un fuerte crecimiento en los tres últimos años (aprox. 16%) posiblemente debido a los problemas

hidrológicos que se presentaron en esta basta zona. Se puede inferir que una parte importante del incremento de esta demanda se debió a la generación térmica que sustituyó a la hidráulica.

Igualmente se aprecia una retracción en el consumo de gasolina, con fuerte énfasis en el periodo 1999-2000 donde se alcanzó una reducción de más de la décima parte y que continuó en el periodo siguiente aunque con menos intensidad. Este efecto se podría explicar por el hecho de que otros energéticos lo hayan sustituido.

En cuanto al GLP, prácticamente ha mantenido sus niveles habituales. Se entiende esta situación por el hecho de que su uso residencial sigue un patrón vegetativo.

ESTADO DE RONDONIA

El estado de Rondonía tiene una canasta energética muy parecida a la del estado de Acre, también basada fundamentalmente en el combustible Diesel, el mismo que representa poco mas que el 70% de la canasta. La Gasolina, con alrededor de cuatro veces menos, es el segundo combustible más utilizado. En lo que respecta al GLP, también de uso residencial principalmente, representa poco más que la mitad del consumo de gasolina y casi el doble de otros combustibles también usados en este estado.(Ver cuadros N° 3.11 y 3.12).

Dentro de esta canasta el Diesel, al igual que en estado de Acre, ha experimentado un fuerte crecimiento en el periodo 1999-2000, debido a los mismos motivos. Se puede inferir que una parte importante del incremento de esta demanda se debió a la generación térmica que sustituyó a la hidráulica. Sin embargo en el periodo 2000-2001 se tuvo una fuerte contracción.

Igualmente se aprecia una retracción en el consumo de gasolina, en el periodo 2000-2001. Un efecto parecido sucedió con otros combustibles que sufrieron una fuerte caída (más de la mitad) hacia finales del 2001.

En cuanto al GLP prácticamente ha mantenido una tasa moderada de crecimiento (en el orden del 2.5%).

ESTADO AMAZONAS

El estado de Amazonas tiene una canasta energética basado fundamentalmente en el uso de petróleo, tomando en cuenta que del total del consumo en el año 2001 el petróleo Diesel representó el 35% y el petróleo combustible el 28%. En lo que respecta a la Gasolina, esta representa aproximadamente el 40% del consumo de petróleo Diesel, y un poco más del doble del GLP (ver cuadros 3.13 y 3.14)

Dentro de esta canasta el Diesel, ha experimentado un fuerte decrecimiento en el periodo 1999-2000, de aproximadamente el 25%; del 2000 al 2001 se

sigue el decrecimiento pero en forma más leve.

El consumo de gasolina se ha ido incrementando en el período 1999-2001, pero en forma moderada, aproximadamente a un ritmo de 1% anual. Lo mismo sucede con el GLP.

Se nota un fuerte consumo de petróleo combustible en el estado de Amazonas: 367,893 m³ (999); 336,651 m³ (2000) y 395,753 m³ (2001). Esto se debe a la gran actividad industrial y al intenso transporte fluvial que se da en la capital del estado, la ciudad de Manaus, a orillas del río Amazonas.

Cuadro N° 3.9.- ACRE: Demanda de Combustible (m3)

DEMANDA

AÑO 1999	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	17,054	15,839	16,339	15,914	15,231	15,778	15,796	17,290	17,136	17,476	18,028	18,579	200,460	79%
Gasolinas	3,734	3,560	4,118	3,798	3,730	3,988	3,776	3,476	3,526	3,768	3,506	3,774	44,754	16%
GLP	2,412	2,113	2,574	2,140	2,034	2,338	2,338	1,976	1,761	2,096	2,034	2,505	26,321	9%
Otros (*)	1,399	1,322	1,449	1,241	1,287	1,139	1,180	1,611	1,236	1,615	1,490	1,630	16,599	6%
Total	24,599	22,834	24,480	23,093	22,282	23,243	23,090	24,353	23,659	24,955	25,058	26,488	288,134	100%

AÑO 2000	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	18,025	18,336	16,654	15,146	18,681	17,949	17,466	19,174	19,505	19,960	19,364	18,796	219,056	72%
Gasolinas	3,066	3,495	2,947	3,024	3,207	3,613	3,264	3,836	3,677	3,226	3,300	3,358	40,013	13%
GLP	1,959	2,216	2,305	2,190	2,267	2,058	2,199	2,149	2,242	2,174	2,373	2,198	26,330	9%
Otros (*)	1,701	1,735	1,534	1,410	2,461	1,349	1,600	1,718	1,537	1,549	1,726	1,912	20,232	7%
Total	24,751	25,782	23,440	21,770	26,616	24,969	24,529	26,877	26,961	26,909	26,763	26,264	305,631	100%

AÑO 2001	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	20,061	16,449	20,859	17,388	20,052	18,046	19,756	21,717	19,918	21,209	20,526	17,373	233,354	74%
Gasolinas	3,037	2,758	3,117	3,104	3,330	3,407	3,305	3,756	3,228	3,347	3,346	3,158	38,893	12%
GLP	2,249	2,064	2,041	2,179	1,993	2,488	1,848	2,672	1,772	2,705	2,274	2,526	26,811	8%
Otros (*)	1,964	1,411	1,823	1,554	1,370	1,377	1,413	1,358	871	1,118	1,333	1,042	16,634	5%
Total	27,311	22,682	27,840	24,225	26,745	25,318	26,322	29,503	25,789	28,379	27,479	24,099	315,692	100%

(*) Está compuesto por : Alcohol Hidratado, Gasolina de Aviación y Kerosene de Aviación

FUENTE: Agencia Nacional del Petróleo de Brasil

Elaboración propia

Cuadro N° 3.10.- ACRE: Demanda de Combustible (bep)

DEMANDA

AÑO 1999	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	102,442	95,147	98,148	95,595	91,491	94,778	94,886	103,862	102,936	104,980	108,291	111,606	1,204,162	75%
Gasolinas	17,373	16,559	19,156	17,667	17,353	18,551	17,564	16,170	16,402	17,529	16,309	17,559	208,192	13%
GLP	10,526	9,222	11,232	9,340	8,875	10,203	10,201	8,624	7,685	9,146	8,878	10,934	114,866	7%
Otros (*)	7,330	6,923	7,302	6,207	6,627	5,765	5,988	7,768	6,018	8,155	7,561	7,976	83,620	5%
Total	137,671	127,851	135,838	128,809	124,346	129,297	128,639	136,424	133,041	139,810	141,039	148,075	1,610,840	100%

AÑO 2000	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	108,278	110,142	100,043	90,981	112,217	107,822	104,920	115,177	117,166	119,899	116,318	112,907	1,315,870	76%
Gasolinas	14,262	16,260	13,709	14,067	14,919	16,806	15,186	17,844	17,103	15,006	15,350	15,623	186,135	11%
GLP	8,550	9,671	10,057	9,555	9,895	8,982	9,598	9,377	9,783	9,486	10,356	9,591	114,901	7%
Otros (*)	8,863	9,177	7,466	6,735	11,096	7,126	8,388	8,822	8,086	8,103	9,485	10,076	103,423	6%
Total	139,953	145,250	131,275	121,338	148,127	140,736	138,092	151,220	152,138	152,494	151,509	148,197	1,720,329	100%

AÑO 2001	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	120,509	98,807	125,297	104,449	120,452	108,403	118,674	130,456	119,649	127,405	123,300	104,358	1,401,759	78%
Gasolinas	14,130	12,832	14,499	14,439	15,490	15,850	15,374	17,471	15,015	15,572	15,564	14,692	180,928	10%
GLP	9,816	9,005	8,906	9,508	8,700	10,857	8,066	11,662	7,735	11,807	9,923	11,023	117,008	7%
Otros (*)	10,597	7,433	9,910	8,311	7,344	7,272	7,482	7,224	4,635	5,895	7,023	5,569	88,695	5%
Total	155,052	128,077	158,612	136,707	151,986	142,382	149,596	166,813	147,034	160,679	155,810	135,642	1,788,390	100%

(*) Está compuesto por : Alcohol Hidratado, Gasolina de Aviación y Kerosene de Aviación

Notas: (bep) = barril equivalente do petróleo

FUENTE: Agencia Nacional del Petróleo de Brasil

Elaboración propia

Cuadro N° 3.11.- RONDONIA: Demanda de Combustible (m3)

DEMANDA

AÑO 1999	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	37,989	26,759	39,987	47,052	49,283	49,634	54,381	52,715	50,427	51,923	54,914	58,926	573,990	70%
Gasolinas	10,240	9,387	11,537	11,335	11,081	11,772	12,241	11,878	10,994	11,461	8,504	15,350	135,780	16%
GLP	5,783	5,240	6,276	6,122	5,969	6,375	5,924	6,338	5,617	5,798	6,099	6,683	72,224	9%
Otros (*)	3,106	2,614	3,468	2,657	2,942	3,342	3,285	3,917	4,016	3,754	4,083	4,776	41,960	5%
Total	57,118	44,000	61,268	67,166	69,275	71,123	75,831	74,848	71,054	72,936	73,600	85,735	823,954	100%

AÑO 2000	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	47,446	50,347	34,366	52,299	57,166	57,885	64,976	61,731	64,774	61,713	52,987	52,117	657,827	72%
Gasolinas	9,563	11,341	9,370	10,720	11,166	12,312	11,221	12,482	13,591	11,941	11,558	10,818	136,083	15%
GLP	5,447	5,832	6,549	5,956	6,645	6,057	6,665	6,145	5,834	6,151	6,274	6,399	73,954	8%
Otros (*)	3,469	5,894	4,890	4,951	5,857	3,414	4,203	3,908	3,674	3,619	3,048	3,143	50,070	5%
Total	65,925	73,414	55,175	73,926	80,854	79,668	87,065	84,266	87,873	83,424	73,867	72,477	917,934	100%

AÑO 2001	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	42,465	31,028	38,287	37,994	51,456	49,378	58,796	64,350	58,394	64,450	58,158	46,094	600,850	71%
Gasolinas	10,440	9,567	10,895	10,727	11,165	11,613	11,236	12,408	11,408	11,417	11,958	10,531	133,365	16%
GLP	6,119	5,998	6,630	5,766	6,379	6,448	6,177	7,038	5,959	6,526	6,110	6,899	76,048	9%
Otros (*)	3,260	2,646	3,144	3,061	2,878	2,788	3,011	2,871	2,186	2,601	2,662	2,208	33,314	4%
Total	62,284	49,239	58,956	57,548	71,878	70,225	79,220	86,667	77,947	84,994	78,888	65,731	843,577	100%

(*) Está compuesto por : Alcohol Hidratado, Gasolina de Aviación, Petróleo Combustible, Kerosene de Aviación y Kerosene doméstico

FUENTE: Agencia Nacional del Petróleo de Brasil

Elaboración propia

Cuadro N° 3.12.- RONDONIA: Demanda de Combustible (bep)

DEMANDA

AÑO 1999	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	228,202	160,742	240,201	282,644	296,040	298,149	326,664	316,659	302,915	311,902	329,866	353,969	3,447,953	75%
Gasolinas	47,635	43,666	53,666	52,732	51,547	54,766	56,943	55,256	51,146	53,316	39,560	71,408	631,643	14%
GLP	25,239	22,868	27,389	26,715	26,049	27,821	25,853	27,660	24,512	25,302	26,617	29,166	315,190	7%
Otros (*)	15,348	13,502	17,373	13,542	14,800	15,730	16,022	19,156	20,498	19,255	20,800	23,461	209,487	5%
Total	316,424	240,778	338,630	375,633	388,436	396,466	425,482	418,731	399,071	409,775	416,843	478,004	4,604,273	100%

AÑO 2000	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	285,008	302,435	206,434	314,160	343,517	347,717	390,310	370,818	389,100	370,712	318,291	313,068	3,951,570	77%
Gasolinas	44,488	52,759	43,588	49,869	51,944	57,278	52,200	58,068	63,226	55,548	53,766	50,326	633,060	12%
GLP	23,773	25,449	28,579	25,992	28,998	26,434	29,084	26,815	25,458	26,845	27,380	27,923	322,730	6%
Otros (*)	17,008	26,374	22,804	22,374	26,511	17,551	21,686	19,278	18,222	18,548	15,214	15,913	241,483	5%
Total	370,277	407,017	301,405	412,395	450,970	448,980	493,280	474,979	496,006	471,653	414,651	407,230	5,148,843	100%

AÑO 2001	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	255,089	186,386	229,988	228,228	309,095	296,611	353,188	386,548	350,773	387,148	349,353	276,888	3,609,295	76%
Gasolinas	48,569	44,505	50,685	49,903	51,938	54,024	52,268	57,723	53,088	53,113	55,630	48,989	620,415	13%
GLP	26,703	26,175	28,934	25,163	27,837	28,140	26,956	30,713	26,006	28,478	26,666	30,102	331,873	7%
Otros (*)	16,533	13,506	16,399	15,452	14,386	13,853	15,518	14,733	11,049	13,335	14,201	10,903	169,868	4%
Total	346,894	270,572	326,006	318,746	403,256	392,628	447,930	489,717	440,896	482,074	445,850	366,882	4,731,451	100%

(*) Está compuesto por : Alcohol Hidratado, Gasolina de Aviación, Petróleo Combustible, Kerosene de Aviación y Kerosene doméstico

Notas: (bep) = barril equivalente de petróleo

FUENTE: Agencia Nacional del Petróleo de Brasil

Elaboración propia

Cuadro N° 3.13.- AMAZONAS: Demanda de Combustible (m3)

DEMANDA

AÑO 1999	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	51,684	36,425	43,898	35,784	88,265	51,912	54,658	66,788	53,888	48,885	50,271	56,406	638,804	42%
Gasolinas	18,609	17,849	21,548	19,834	19,782	21,151	20,609	20,308	19,555	20,228	19,419	22,376	241,268	16%
GLP	8,807	8,829	10,567	9,943	9,621	10,327	10,281	9,833	8,851	9,589	9,589	12,185	118,422	8%
Otros (*)	39,919	33,938	37,720	28,959	30,774	30,435	48,464	50,177	49,896	53,828	54,643	60,363	519,116	34%
Total	119,019	97,041	113,673	94,520	148,442	113,825	134,012	147,106	132,190	132,530	133,922	151,330	1,517,610	100%

AÑO 2000	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	50,005	48,091	48,297	41,858	43,865	35,125	34,681	36,086	37,846	37,770	40,306	34,030	487,960	37%
Gasolinas	17,616	20,258	18,741	19,604	20,222	20,793	19,913	21,869	21,146	20,633	21,347	21,181	243,323	18%
GLP	9,030	10,208	11,066	9,972	10,362	10,014	10,704	9,910	9,978	10,005	11,069	10,032	122,340	9%
Otros (*)	40,898	37,395	37,778	30,404	39,225	32,412	42,601	35,596	42,461	49,920	40,488	46,053	475,231	36%
Total	117,549	115,952	115,872	101,838	113,674	98,344	107,899	103,461	111,431	118,328	113,210	111,296	1,328,854	100%

AÑO 2001	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petroleo Diesel	36,289	34,729	36,426	35,953	38,382	38,792	49,513	42,877	42,207	45,684	44,316	39,155	484,323	35%
Gasolinas	18,643	18,332	20,282	19,375	21,368	20,824	20,176	22,194	20,174	22,784	22,000	20,252	246,404	18%
GLP	10,379	10,198	11,004	10,676	11,136	11,077	10,674	12,114	9,751	11,026	10,532	13,188	131,755	9%
Otros (*)	50,411	44,224	39,317	41,656	43,517	40,663	43,242	42,811	47,762	43,544	47,059	45,530	529,736	38%
Total	115,722	107,483	107,029	107,660	114,403	111,356	123,605	119,986	119,894	123,038	123,907	118,125	1,392,218	100%

(*) Está compuesto por : Alcohol Hidratado, Gasolina de Aviación, Kerosene doméstico, Petróleo Combustible y Kerosene de Aviación, teniendo los dos últimos el mayor porcentaje de consumo (ver Anexo N°1)

FUENTE: Agencia Nacional del Petróleo de Brasil

Elaboración propia

ANEXO N°1

Producto	1999	2000	2001	Total 99-01	Porcentaje
Alcohol Hidratado	19,167	16,741	13,532	49,440	3%
Gasolina de Aviación	1,230	1,572	1,442	4,244	0%
Petroleo Combustible	367,893	336,651	395,753	1,100,297	72%
Kerosene de Aviación	127,444	116,783	115,158	359,385	24%
Kerosene doméstico	3,377	3,485	3,854	10,716	1%
TOTAL	519,111	475,232	529,739	1,524,082	100%

Cuadro N° 3.14.- AMAZONAS: Demanda de Combustible (bep)

DEMANDA

AÑO 1999	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petróleo Diesel	310,469	218,804	263,334	214,954	530,208	311,834	328,332	401,196	323,706	293,649	301,981	338,828	3,837,295	44%
Gasolinas	86,569	83,035	100,240	92,266	92,024	98,395	95,875	94,471	90,972	94,102	90,338	104,094	1,122,381	13%
GLP	38,434	38,530	46,116	43,392	41,984	45,069	44,868	42,912	38,627	41,845	41,876	53,175	516,828	6%
Otros (*)	256,507	216,598	240,385	182,422	194,437	191,216	312,391	323,265	323,178	348,858	354,303	392,146	3,335,706	38%
Total	691,979	596,967	650,075	533,034	858,653	646,514	781,466	861,844	776,483	778,454	788,498	888,243	8,812,210	100%

AÑO 2000	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petróleo Diesel	300,378	288,883	290,118	251,443	263,495	210,998	208,332	216,772	227,339	226,887	242,117	204,418	2,931,180	38%
Gasolinas	81,948	94,241	87,185	91,198	94,071	96,727	92,635	101,736	98,370	95,986	99,306	98,534	1,131,937	15%
GLP	39,408	44,546	48,250	43,517	45,218	43,700	46,712	43,246	43,546	43,661	48,307	43,780	533,891	7%
Otros (*)	263,032	240,118	242,477	192,429	251,242	207,463	274,022	227,552	274,372	324,178	260,465	297,980	3,055,330	40%
Total	684,766	667,788	668,030	578,587	654,026	558,888	621,701	589,306	643,627	690,712	650,195	644,712	7,652,338	100%

AÑO 2001	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual	Porcentaje
Petróleo Diesel	217,989	208,615	218,809	215,967	230,563	233,022	297,425	257,562	253,537	274,421	266,205	235,201	2,909,316	36%
Gasolinas	86,729	85,281	94,352	90,133	99,402	96,871	93,857	103,245	93,851	105,989	102,343	94,210	1,146,263	14%
GLP	45,294	44,505	48,023	46,591	48,596	48,341	46,583	52,866	42,551	48,117	45,961	57,563	574,981	7%
Otros (*)	329,225	288,319	252,736	270,394	282,090	263,593	279,810	276,909	311,024	281,283	305,064	294,399	3,434,866	43%
Total	679,237	626,720	613,920	623,085	660,651	641,827	717,675	690,582	700,963	709,810	719,593	681,363	8,065,426	100%

(*) Está compuesto por : Alcohol Hidratado, Gasolina de Aviación, Kerosene doméstico, Petróleo Combustible y Kerosene de Aviación, teniendo los dos últimos el mayor porcentaje de consumo (ver Anexo N°1)

Notas: (bep) = barril equivalente de petróleo

FUENTE: Agencia Nacional del Petróleo de Brasil

Elaboración propia

ANEXO N°1

Producto	1999	2000	2001	Total 99-01	Porcentaje
Alcohol Hidratado	68,349	59,700	48,255	176,304	2%
Gasolina de Aviación	6,752	8,629	7,440	22,821	0%
Petróleo Combustible	2,487,322	2,276,099	2,675,687	7,439,108	76%
Kerosene de Aviación	753,322	690,305	680,700	2,124,327	22%
Kerosene doméstico	19,980	20,599	22,780	63,359	1%
TOTAL	3,335,705	3,055,332	3,434,862	9,825,899	100%

CAPITULO IV

ANALISIS Y RESULTADOS

Este capítulo presenta el análisis de la información consultada y los resultados a los que se ha llegado. El desarrollo de los puntos están orientados a la identificación y el aprovechamiento de oportunidades para el negocio del gas natural. Se complementa con algunos aspectos que tienen que ver con sectores conexos.

4.1 ANALISIS POR ASPECTOS

4.1.1 Política energética - transporte - infraestructura

Del análisis de la información vemos que se cuenta con una gran capacidad de procesamiento y almacenamiento para crudos y productos en la región. El almacenamiento y despacho está orientado a la gasolina, diesel, kerosene, turbo A1, petróleo industrial 6. Se desprende que con el ingreso de Camisea al mercado se requerirá de otro tipo de manejo.

En lo que respecta al tipo de equipamiento se puede apreciar una variedad de esquemas de tenencia. Sería necesario evaluar cada uno de ellos a fin de ver el modelo más conveniente para un manejo futuro.

El gas natural que produce el yacimiento de Aguaytia también tiene efecto en el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), pues con este combustible se genera electricidad a menor costo; motivo por el cual viene reemplazando la energía eléctrica producida en las centrales térmicas a petróleo diesel que aportan al SICN. Se espera que para el año 2008 se reemplace 4.1 MBPD de petróleo diesel.

A partir del año 2000, con la integración del SICN y SISUR para conformar el SINAC (Sistema Interconectado Nacional), el efecto del gas de Aguaytía se hace sentir a nivel nacional; actualmente está funcionando casi a su máxima potencia todos los días, en sus dos grupos de generación eléctrica.

Los estudios señalan también que una opción posible puede ser que la C:T de Yarinacocha (Pucallpa) se convierta al gas natural, con lo cual quedará desplazado el petróleo diesel y el petróleo residual que consume dicha central. Dicha sustitución representaría 0.7 MBPD de petróleo diesel en el año 2008.

En lo que concierne al mercado industrial de Pucallpa, debe indicarse que éste consume aproximadamente 0.2 MBPD de petróleo diesel. El grado de sustitución esperado alcanza los 0.28 MBPD en el año 2008.

En cuanto al transporte, este es diverso y variado. Con el ingreso de Camisea, se estima que el mercado para el Gas de Aguaytía se reducirá; esto llevará a contemplar nuevos mercados, tal como la exportación de gas a la zona centro occidental del Brasil.

La política local del gas, considerando que éste es pequeño de tamaño y economía debería considerar otras tecnologías de aprovechamiento como la del GTL u otros mercados en el caso de la electricidad.

El medio ideal para el negocio de combustibles a granel son las hidrovías. Se reconoce unánimemente que el transporte fluvial es el más conveniente desde el punto de vista ambiental. Económicamente, es el modo más barato en el caso del transporte de grandes volúmenes a grandes distancias. El transporte fluvial es de 3 a 5 veces más barato que el transporte ferroviario, que, a su vez, es más conveniente que aquel por carretera.

De acuerdo a la situación hidrográfica existente, sería relativamente fácil organizar un sistema suramericano de navegación fluvial, que se realizaría por la interconexión de las cuencas del Orinoco, Amazonas y del Plata, mediante el eje fluvial norte-sur. Este eje, de casi 10 000 km, está constituido por los ríos Orinoco – Casiquiare – Río Negro, un corto tramo del Amazonas, seguido de los ríos Madeira – Mamoré – Guaporé y, en el cono sur los ríos Paraguay y Paraná que desembocan en el Río de la Plata.

En la parte norte y centro del continente, entre otros ríos, se navegan unos

dos tercios del río Orinoco, el Apuré y su afluente el río Portuguesa; el Amazonas – Solimoes y grandes trechos de sus formadores el Marañón y el Ucayali; el Napo, el Putumayo, el Caquetá, el Río Negro y el Trambetas, al sur del Amazonas, el Purus, Madeira, Mamoré, Guaporé, Beni, Madre de Dios, Tapajos, Tocantis y Araguaia.

Con respecto a la navegabilidad de las hidrovías en la cuenca del Amazonas-Solimoes, en la zona del Brasil grandes embarcaciones pueden navegarlo durante todo el año, por una longitud de 3128 km, desde el puerto de Tabatinga hasta el Atlántico. Si se avanza aguas arriba se puede llegar al puerto Nauta del Perú. En la zona del Perú se utiliza adecuadamente el tramo que le corresponde del río Amazonas, unos 570 km, que permite la navegación, durante todo el año, de embarcaciones con calados del orden de 4.5 m. El río Ucayali forma con el tramo del río Amazonas una hidrovía de casi 2000 km de longitud, que durante las épocas de lluvia da paso a embarcaciones de calados importantes. El río Marañón, segundo formador del río Amazonas, es navegable casi 790 km hasta cerca de su entrada al pongo de Manseriche; la navegación en este río se hace hasta el puerto de Sarimiza ubicado a 30 km aguas abajo del mencionado pongo. Este puerto está ubicado a 716 km del puerto de Paita en el Pacífico, que es el puerto terminal de la vía bioceánica Belem do Pará – Manaus – Saramiriza – Paita, vía intermodal. En el río Huallaga, que desemboca en el marañón a 402 km aguas arriba del puerto de Nauta, se puede navegar hasta el puerto de Yurimaguas, por 250 km, con calados de hasta 1 m.

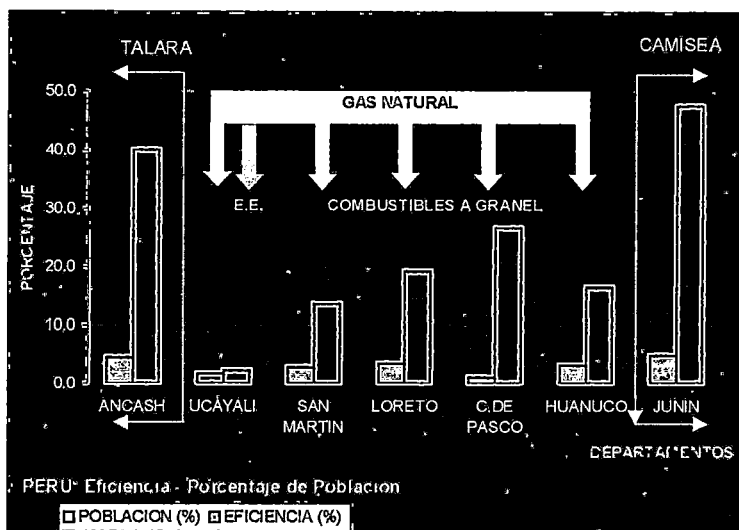
4.1.2 Socio-económico

La estructura de hogares de la ciudad de Pucallpa (Ucayali), principal mercado local para el gas natural, está constituida casi en su totalidad (86%) por los sectores socioeconómicos C y D cuyo nivel de ingreso promedio se sitúa entre S/. 300 y 500 nuevos soles (1991). En cuanto al uso de energéticos el 80% usa electricidad, 59% GLP y 39% kerosene. Dentro de esta canasta el gasto promedio por hogar en energéticos está en el orden de S/.150; se observa que el GLP es el energético cuyo promedio de gasto es similar en todos los niveles socio-económicos. Por otro lado las principales industrias de la ciudad de Pucallpa utilizan petróleo residual 6 y diesel 2.

Los departamentos de Ancash, Ucayali, San Martín, Loreto, Cerro de Pasco, Junín y Huánuco representan el 20.7% de la población del Perú. Los consumos de los departamentos del oriente peruano son básicamente para la atención domiciliaria y comercial, aunque Ucayali como Loreto presentan alguna actividad industrial concentrada en sus capitales. Los departamentos de la sierra han desarrollado además actividades mineras lo que les proporciona un mayor uso de la energía.

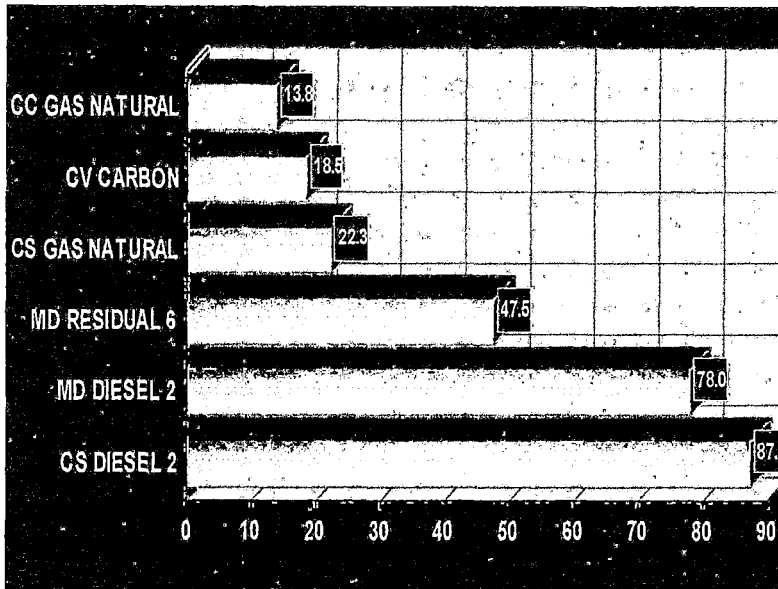
Las vías de acceso a mercados como los de Ancash y Junín, hacen que estos estén más cerca de ofertas como las de Talara y Camisea razón por la cual se considera que en el futuro la salida natural de Aguaytía sea hacia otros mercados cuyo medio de transporte sea fluvial.

Figura N° 4.1.- Distribución Geográfica del Gas Natural de Aguaytía

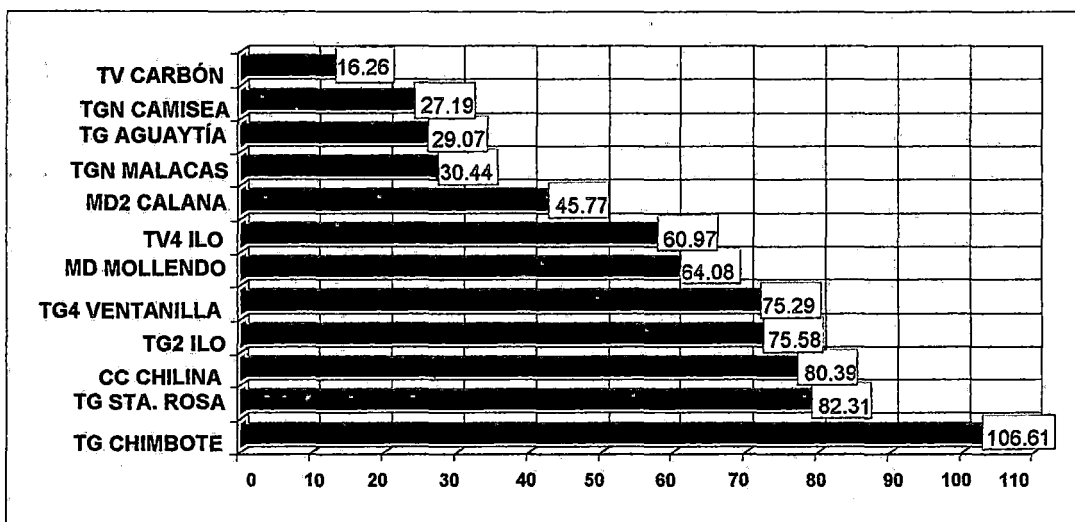


Por otro lado, los estados de Acre y Rondonia limítrofes con el Perú, tienen una canasta energética basada fundamentalmente en el combustible Diesel, el mismo que representa un 70% de la canasta; esto representa un mercado muy atractivo para el gas natural como sustituto del diesel. De estos dos mercados se considera a Acre como el más compatible por su cercanía a Aguaytía.

En el siguiente cuadro N° 4.1 se muestra el costo variable de generación eléctrica, en centrales térmicas; notándose que las centrales de ciclo combinado de gas natural son las de menor costo, siendo aproximadamente seis veces más barata que una planta con combustible Diesel 2.

Cuadro N° 4.1.- Costo variable de generación de energía eléctrica (US\$/MWh)

En el cuadro N° 4.2 se muestra el costo variable de las centrales térmicas del Perú, notándose que la central térmica de Aguaytía es una de las más baratas del sistema. Estos costos se podrían bajar aún más al poner en marcha el proyecto de la central de ciclo combinado gas-vapor, originalmente proyectada para el año 2004.

Cuadro N° 4.2.- Costo variable de C.T.del Perú (US\$/MWh) (CTE dic 2000)

4.1.3 Legales , normativos y ambientales

En este punto un aspecto importante resulta el hecho de que el Perú tiene un régimen de propiedad privada y el tipo de mercado es abierto, en contraste con el Brasil donde la propiedad es mixta y el mercado está regulado e integrado.

Existen contactos a diversos niveles entre Perú, Brasil y Bolivia para integrar toda la zona limítrofe; así, existen las actas de Brasilia y Lima donde hay una declaración conjunta, reiterando el propósito de "examinar las medidas adecuadas" y de "acelerar los estudios" para conectar las redes de transporte vial entre estos países. De conformidad con el Acta de Río Branco firmada en 1969 por los Ministros de Transportes de Perú, Brasil y Bolivia, en la que se define la interconexión entre Pucallpa y Cruzeiro do Sul por la ruta del Boquerón de la Esperanza.

Las distancias que separa a Perú y Brasil no sólo es enorme sino complicada: ríos sinuosos que nacen en la vertiente oriental de la muralla de los Andes; navegación de baja intensidad, asimismo con variabilidad del caudal de los ríos y relativo poco manejo hidrológico en lado peruano; ecología que resiente la construcción de carreteras o ferrocarriles; etnias aborígenes y tribus no contactadas; transporte aéreo mínimo entre los centros urbanos de esa región; población exigua y concentrada en las ciudades relativamente menos desarrolladas de los dos países; comercio y actividades económicas poco significativas; cuantiosa transferencia de

recursos públicos que requiere su desarrollo sostenible; presencia del narcotráfico y el contrabando de armas; ineficiencia en la gestión de los acuerdos regionales sobre la Amazonía; y preocupación internacional por la progresiva degradación de ese ecosistema de creciente interés global por el deterioro incontenible del medio ambiente terrestre.

Por lo indicado anteriormente en este punto hay que indicar que los aspectos ambientales son los mismos que se consideran para cualquier proyecto energético.

4.2.- RESUMEN

A continuación se presentarán los resúmenes relevantes del trabajo con el objeto de poder realizar el análisis para la identificación y aprovechamiento de oportunidades. Se tomarán en cuenta aspectos de infraestructura física, comercial y energética, así como el análisis prospectivo del mercado; aspectos de integración; prospectiva de producción y sustitución de combustible; en lo que concierne a la electricidad, combustibles, refinación, abastecimiento, medios de transporte, mercado y otros aspectos.

	Infraestructura física	Infraestructura energética e integración	Análisis prospectivo del mercado
Electricidad	<p>Aguaytía es la primera planta generadora operada a gas del Perú que vende electricidad al mercado de entrega inmediata.</p> <p>Con respecto al tamaño de la planta de Aguaytía, las bases internacionales especificaban que la planta debía tener como mínimo 140 MW, sin embargo el tamaño final fue de 160 MW..</p>	<p>El Departamento del Sector Privado del BID se creó en 1995 para proporcionar financiamiento de largo plazo con garantías a proyectos privados de infraestructura en América Latina y el Caribe. Hasta la fecha se ha aprobado once préstamos un caso es Aguaytía.</p> <p>Con una superficie total que representa casi la mitad del área Suramericana, las cuencas hidrográficas del Orinoco y Amazonas cubren la mayor parte de los territorios de los países de la Comunidad Andina de Naciones y del Brasil. Esta situación se refleja también en los intercambios comerciales que se dan entre los diversos países de esta parte del continente. La ubicación estratégica de Aguaytía y Camisea radica en la facilidad de acceso a ambas cuencas.</p> <p>En cuanto a la parte eléctrica existe un mercado en la zona del Brasil limítrofe con el Perú con la ventaja de que presenta una diferencia en el uso horario de 1 hora. Esto permite un manejo de la demanda, sobre todo en horas punta, si se interconectan ambos países. Brasil busca diversificar sus fuentes por problemas hidrológicos que ha tenido.</p>	<p>El concepto corredor está concentrado en la idea de unir dos puntos distantes entre sí en función de su proyección hacia mercados externos; el concepto de eje apunta a la creación de una faja de densificación económica, en la que confluyan el transporte, la energía y telecomunicaciones, beneficiando las actividades productivas en todo el trayecto.</p>

	Infraestructura física	Infraestructura energética e integración	Análisis prospectivo del mercado
Combustibles	<p>La producción de Aguaytía esta orientada principalmente al GLP, Gasolina Natural y Gas Natural Seco</p> <p><u>Planta de Gas</u> Cap. Diseño 55.7 MMPCD Cap. Actual 60 MMPCD</p> <p><u>Planta de Fraccionamiento</u> Producción de Gasolina Nat.ural: 2,650 bbl. Prod. GLP : 1,350 bbl.</p> <p>Las principales industrias de la ciudad de Pucallpa utilizan petróleo residual 6, diesel 2, y biomasa forestal. En 1999 se identificó un mercado potencial del gas natural para consumo industrial con una demanda equivalente de aproximadamente 2.12 MMPCD</p>	<p>La demanda de Gas Natural en los próximos años crecerá sustancialmente pues Bolivia tiene que cumplir con el contrato suscrito con el Brasil así como con contratos de demanda adicionales.</p> <p>Los datos estadísticos de 1998 indican que en el Puerto de Iquitos han entrado y salido 794.695 toneladas de mercancías, de las cuales 194.019 tn han representado carga general y el resto (600.676 toneladas), han sido cargas líquidas, en su mayoría hidrocarburos.</p> <p>El Perú ha planificado el desarrollo de los puertos de Pucallpa y Yurimaguas al final de carreteras que ligan la selva con la orilla del Pacífico. El comportamiento errático de los ríos, ha impuesto la idea de los mini puertos amazónicos</p> <p>Hay una ruta con componentes fluvial y terrestre entre Perú y Ecuador, con dos variantes en nuestro país: la carretera hasta Saramiriza. Una segunda variante utiliza la carretera asfaltada que une Bayóvar y Paita con Tarapoto y la carretera bien afirmada existente entre esta ciudad y el puerto de Yurimaguas (renovado hace dos años por Graña y Montero) -lo que hace un total de 1,004 km. (el tramo Rioja- Tarapoto es actualmente objeto de obras muy adelantadas de repavimentación, con financiamiento de la CAF) y se piensa extenderla hasta Pucallpa</p>	<p>El yacimiento del Gas Natural de Aguaytía tiene reservas del orden de 440 mil millones de pies cúbicos de Gas Natural y una producción de hidrocarburos del orden de 60 MMPCD. Su ubicación corresponde al eje de la macro región norte</p>

	Infraestructura física	Infraestructura energética e integración	Análisis prospectivo del mercado
proyectos	<p>El interés boliviano, se orienta al mercado del sur brasileño. No contempla la parte fronteriza central</p> <p>La ubicación de la central térmica evaluó las posibilidades de ubicarla en boca de pozo, Paramonga, Tingo María y Pucallpa. Se considero importante su interconexión al Sistema Eléctrico Nacional, en este punto, se descarto Tingo María debido a que allí llega una línea de 138 kV pero que solamente tenia capacidad para 50 MW. Esta situación oriento la opinión de que se llegara a Paramonga luego de descartar la alternativa de llegar a Pachachaca (La Oroya).</p>	<p>Las diferentes iniciativas, tanto en la modernización como desarrollo de la infraestructura regional en América del Sur, tienen su origen en la Cumbre de Presidentes de América del Sur realizada en la ciudad de Brasilia. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Corporación Andina de Fomento (CAF) elaboraron la propuesta.. Aquí se define la visión regional de conjunto</p> <p>Camisea viene contemplando el transporte de líquidos a través del Amazonas (inicialmente Iquitos). Actualmente se esta transportando combustibles desde Aguaytía a diferentes partes del departamento de Loreto.</p> <p>En lo que respecta a las carreteras, se viene desarrollando la vía interoceánica para la exportación y el transporte de los fertilizantes de Bayóvar al Brasil así como para la salida de la producción agrícola de Olmos y el transporte de minerales de Tambo Grande, La Granja, Bongará o Michiquillay.</p>	<p>La vía interoceánica que unirá el puerto de Paita en el Pacífico con Belén do Pará en el Atlántico y Macapá, o bien Pucallpa, por un lado y, Porto Velho por la hidrovía del río Madeira permitirá integrar Tarapoto, Yurimaguas e Iquitos.</p> <p>Se esta estudiando la factibilidad de continuar el ferrocarril entre Santos y Cuiabá (Mato Grosso) hasta Porto Velho (Rondonia), Río Branco (capital del Estado de Acre), Cruzeiro do Sul (Acre), Orellana (en la ribera del Ucayali) y Tarapoto</p> <p>Un largo anhelo peruano y brasileño se hará pronto realidad: concretar un acuerdo de interconexión vial entre ambos píses. El presidente Luiz Inácio da Silva, Lula, del Brasil que vendrá el próximo 25 de agosto del 2003, traería como prioridad este punto de la agenda. Por lo pronto, ya hay dos proyectos de carreteras cuyo financiamiento se evalúa. Esto llevará a aumentar el mercado en ambas naciones.</p>

	Infraestructura física	Infraestructura energética e integración	Análisis prospectivo del mercado
Política energética	<p>En el Perú se tiene un régimen de propiedad privada y el tipo de mercado es abierto. En el Brasil la propiedad es mixta y el mercado esta regulado e integrado</p> <p>El problema en nuestra región no es la falta de riqueza fluvial, por el contrario, la naturaleza de la cuenca austral de América del Sur hacen de la navegabilidad de los ríos y la eficiencia de los puertos uno de los pilares básicos de la integración comercial. En este marco, y dentro del sistema de transporte multimodal, el sistema hidroviario cumple un papel preponderante como nexo con los mercados nacionales e internacionales y el de energía en particular.</p>	<p>Existen contactos a diversos nivel entre Perú, Brasil y Bolivia para integrar toda la zona limítrofe. Los presidentes de los tres países se reunieron el 2001 en Basilea por invitación del presidente H. Cardoso y resolvieron lanzar un proyecto de cooperación política y de integración económica.</p> <p>En su reciente reunión de La Paz los presidentes decidieron impulsar la integración regional a través de las vertientes de la Comunidad Andina y el MERCOSUR y se contemplaba la construcción de la infraestructura necesaria, entendida no solo como de vías de tránsito sino como ejes vertebradores en la región.</p> <p>Hay una clara ventaja del transporte fluvial sobre el ferroviario y el camión, como así también la superioridad del ferrocarril sobre el camión. Una de las principales razones de eficiencia del transporte fluvial es la gran capacidad de cargamento de la barcaza, 30 veces superior a la del vagón y 50 veces mayor a la de un camión. De esta forma, para movilizar igual cantidad de cargamento en un convoy de 16 barcasas es necesario un tren de 700 vagones o un convoy de 860 camiones.</p> <p>Brasil según Decreto - Ley N° 288 (27/02/67) declara la Zona Franca de Manaus y es actualmente el principal centro de consumo energético con expectativas de crecimiento consideradas como las más importantes.</p>	<p>Los Cancilleres Mercado Jarrín y Gibson Barboza ratificaron la actas de Brasilia y Lima y suscribieron una Declaración Conjunta, reiterando el propósito de "examinar las medidas adecuadas" y de "acelerar los estudios" para conectar las redes de transporte vial entre ambos países. De conformidad con el Acta de Río Branco firmada en 1969 por los Ministros de Transportes de Perú, Brasil y Bolivia, en la que se define la interconexión entre Pucallpa y Cruzeiro do Sul por la ruta del Boquerón de la Esperanza.</p>

	Prospectiva de producción y sustitución energética
Electricidad	<p>La Termoeléctrica de Aguaytía forma parte del Sistema Interconectado Nacional (SINAC). Desde 1998 viene reemplazando la energía producida por las centrales térmicas a diesel que aportan al SINAC. De acuerdo con los estimados de la Oficina Técnica de Energía (OTERG), en relación con la generación de electricidad en la C.T. de Aguaytía, se considera que ésta operará con turbinas de ciclo simple hasta el año 2002 y, a partir del año 2004, empleará turbinas de ciclo combinado para mantener su competitividad.</p> <p>La Línea de Transmisión Aguaytía - Pucallpa de 138 kV, con una longitud de 131 Km., cruza las provincias Padre Abad y Coronel Portillo en el departamento de Ucayali. Esta línea permite la incorporación del sistema aislado de Pucallpa al Sistema Interconectado Nacional, lo cual permitirá el incremento de la confiabilidad del sistema eléctrico de la zona. Dicha interconexión contribuirá también con la electrificación de las provincias de Coronel Portillo y Padre Abad</p>
Combustibles	<p>El Yacimiento de Aguaytía presenta los siguientes rendimientos por cada mmpc de Gas Natural:</p> <ul style="list-style-type: none"> G.N. Seco: 0.92 mmpc GLP: 27.8 Bls. Gasolina Natural: 45.1 bbl. Líquidos de Gasolina Natural: 72.9 bbl <p>La planta de Fraccionamiento está diseñada para procesar un volumen de 4,149 BPD de LGN (Líquidos del Gas Natural). La función de esta planta es obtener dos productos: GLP (propano / butano) y Gasolinas Naturales.</p> <p>La planta cuenta con una capacidad de almacenamiento para un millón de galones de GLP distribuidos en 17 tanques de 60,000 galones de capacidad cada uno.</p> <p>Adicionalmente se cuenta con un sistema de despacho a camiones cisterna.</p> <p>La planta de gas de Aguaytía está diseñada para procesar un volumen de 55.7 MMPCD de gas rico. El propósito de esta planta es recuperar hidrocarburos líquidos en el corte C3+ (propano y más pesados). ABB Randall optó por la construcción de una planta criogénica utilizando la tecnología del modelo turbo-expander, la cual garantiza la recuperación de un mínimo de 82% de propano sin la necesidad de aplicar refrigeración por medios externos.</p> <p>En el sector comercio, el GLP se comercializa a granel la que resulta la opción de abastecimiento más común para la industria y el comercio de la ciudad de Iquitos y Pucallpa.</p>
Sector residencial	<p>Aguaytía Energy está realizando proyectos de desarrollo y promoción del uso de GLP en Pucallpa e Iquitos dirigidos al sector residencial, (obsequio y/o financiamiento de cocinas a GLP y balones para los hogares en Pucallpa e Iquitos) este mercado se estima en unas 100,000 familias.</p>

Prospectiva de producción y sustitución energética	
Gasoductos	<p>Las operaciones de gas cuentan con dos sistemas de ductos enterrados, un gasoducto para el transporte de gas residual a los usuarios finales y un poliducto para el transporte de LGN hacia la planta de fraccionamiento.</p> <p>El gasoducto está constituido por tres tramos y una derivación. El primer tramo de 12" de diámetro sale de la planta de gas y llega a la estación de Neshuya. El segundo tramo de 10" de diámetro sale de la estación de Neshuya y llega a la planta termoeléctrica de Aguaytia. El tercer tramo de 6" de diámetro sale igualmente de Neshuya y llega a la planta de Fraccionamiento. La derivación de 6" de diámetro sale de la Planta de Fraccionamiento y llega a la central de Yarinacocha.</p> <p>El poliducto consta de un solo tramo de 4" de diámetro que sale de la planta de gas y llega a la planta de fraccionamiento luego de pasar por la estación de Neshuya.</p>
Transporte	<p>Se está desarrollando la conversión del parque automotor de Iquitos a GLP. A este efecto se encuentran desarrollando "pruebas piloto" usando GLP como combustible vehicular en mototaxis, las que han dado resultados satisfactorios estimándose un mercado de 8,000 unidades.</p> <p>Igualmente se está dando un uso del GLP en motores menores fuera de borda y generadores, especialmente en embarcaciones fluviales (del tipo Peque Peque) estimándose un mercado del orden de 10,000 unidades.</p> <p>Se han iniciado con el auspicio de la DOE estudios preliminares para la introducción del GNC en mototaxis en la ciudad de Iquitos.</p> <p>En el mundo ya se están fabricando vehículos que funcionan solamente gas natural, caso de la Honda, General Motors y Ford. Los mayores fabricantes de motores Diesel del mundo, Caterpillar y Cummins, están desarrollando motores de servicio pesado a gas natural.</p>
Potencial	<p>La Central Térmica Aguaytia aproximadamente consumió 19,3 mmpcd en el año 1999 y se espera que consuma 24,5 mmpcd en el año 2008, con lo cual se reemplaza 3,2 MBPD de diesel en el año 1999 y se estaría reemplazando 4,1 MBPD en el año 2008.</p> <p>Los estudios señalan dificultades para usar el gas en la C.T. Yarinacocha (Pucallpa) con lo cual no se podrá reemplazar el diesel/residual que consume dicha central. Dicha sustitución representaría entre 0,6 y 0,7 MBPD de diesel hasta el 2008.</p> <p>La Inversión en la red de gasoductos al sector industrial de Pucallpa incluyendo capital de trabajo asciende a 2.7 MMUS\$ con ventas de gas natural estimadas en 2.12 MMPCD. La Tasa de crecimiento anual de la demanda estimada es de alrededor de un 3%. Los precios de compra de gas por el Concesionario se estima que debe ser menor que US\$ 3.00 / MMBTU para un precio de venta a los Consumidores por debajo de US\$ 3.00 / MMBTU.</p> <p>En lo que concierne al mercado industrial, en el área de Pucallpa, debe indicarse que éste consume aproximadamente 0,2 MBPD de diesel. El grado de sustitución esperado alcanza los 0,22 MBPD de diesel a partir del año 2002, e irá creciendo paulatinamente hasta alcanzar 0,28 MBPD en el año 2008. En términos globales el gas del yacimiento Aguaytia daría lugar a un reemplazo aproximado de 3,2 MBPD de derivados de petróleo a partir del año 1999 hasta 5,1 MBPD en el año 2008.</p> <p>En cuanto al transporte, los Mototaxis representan el 32% del parque automotor menor de Iquitos con 8,000 unidades registradas, el que hoy genera emisiones contaminantes de plomo (según indican 23.7 toneladas por año). El consumo promedio de Gasolina 84 con Plomo en cada mototaxi es de 2.55 galones diarios (20,400 galones diarios en total). El GLP es más económico y limpio que la Gasolina con Plomo. Retorna el costo de la inversión de conversión en menos de un año y después el mototaxista ahorra US\$ 0.75 por día, reduce la contaminación del aire en más del 80% y los niveles de ruido en 15%.</p>

	Refinación y almacenamiento	Abastecimiento y despacho
Infraestructura física y comercial	<p>Refinería Pucallpa – Ucayali</p> <p>PETROPERU, administrado por Maple Gas Corporation. Esquema mixto.</p> <p>Cap. de Proc.: 3300 BPD Unidad Menor: 500 BPD Cap. de Alm.: Crudo: 134 500 bbl. Productos: 79200 bbl.</p> <p>Refinería El Milagro - Amazonas</p> <p>PETROPERU, esquema estatal</p> <p>Cap. de Proc.: 1700 BPD Cap. de Alm.: Crudo: 5000 bbl. Productos: 12500 bbl</p> <p>Refinería Iquitos – Loreto</p> <p>PETROPERU, esquema estatal</p> <p>Cap. de Proc.: 10500 BPD Cap. de Alm.: Crudo: 217000 bbl. Productos: 252000 bbl.</p> <p>Refinería Siviayacu – Loreto</p> <p>PLUSPETROL PERU CORP S.A Esquema privado. Almacenamiento y despacho por PETROPERU.</p> <p>Cap. de Proc.: 2000 BPD Cap. de Alm.: Crudo: 15000 bbl. Productos: 5000 bbl.</p>	<p>Pucallpa Almacena y despacha: gasolina, diesel, kerosene, turbo A1, solvente 1, petróleo industrial 6, petróleo industrial 500. Su capacidad máxima es 5120 bbl..</p> <p>Se abastece por ductos desde la refinería Pucallpa</p> <p>El Milagro Almacena y despacha: gasolina, diesel, kerosene, petróleo industrial 6. Su capacidad máxima es 38 400 bbl.</p> <p>Se abastece por ductos desde la refinería El Milagro.</p> <p>Iquitos Almacena y despacha: gasolina, diesel, kerosene, turbo A1, petróleo industrial 6. Su capacidad máxima es 118000 bbl</p> <p>Se abastece por ductos desde la refinería de Iquitos</p> <p>Yurimaguas Almacena y despacha: gasolina, diesel, kerosene. Su capacidad máxima es 19500 bbl.</p> <p>Se abastece por barcazas desde la refinería Iquitos</p> <p>Tarapoto Almacena y despacha: gasolina, diesel, kerosene. Su capacidad máxima es 22600 bbl Se abastece por camiones tanque desde la Planta de Yurimaguas.</p>
Análisis prospectivo del equipamiento	<p>Se cuenta con una gran capacidad de procesamiento y almacenamiento para crudos y productos. La reducción en las reservas de crudo está llevando a tener una capacidad ociosa</p> <p>En lo que respecta al régimen de propiedad se puede apreciar una variedad de esquemas.: estatal, privado y mixto.</p>	<p>El almacenamiento y despacho esta orientado a la gasolina, diesel, kerosene, turbo A1, petróleo industrial 6. Se desprende que con el ingreso de Camisea requerirán de otro manejo</p> <p>El transporte es diverso y variado.</p>

	Análisis prospectivo del mercado
Costa central del Perú	<p>Ancash representa el 4.3% de la población del Perú y consume el 0.8% y 0.3% del consumo neto y útil del país. Los sectores importantes son el residencial (43% de energía neta y 19.1% de energía útil), el sector minero metalúrgico, cuya actividad principal es la refinación de metales (28.9% y 44.2% de energía neta y útil respectivamente) y el sector pesca (19.1% y 21.8% de energía neta y útil). Son trece las fuentes que abastecen este departamento prevaleciendo el petróleo industrial (34.9%) en energía neta y 51.1% en energía útil.</p>
Sierra centra del Perú	<p>C. de Pasco representa el 1% de la población del Perú y consume el 0.7% y 0.5% del consumo neto y útil del país. El sector residencial absorbe el 79% de la energía neta y el 57.4% de la energía útil, hay actividades como la minero metalúrgico que alcanza el 24.1% de la energía útil.</p> <p>Junín representa el 4.7% de la población del Perú y consume el 9.7% y 11.8% del consumo neto y útil del país. La minería participa con 61.1% y 71.8% de la energía neta y útil.</p> <p>Huanuco representa el 3% de la población del Perú y consume el 2.1% y 0.9% del consumo neto y útil del país. El sector residencial absorbe el 93.4% en energía neta y el 82.8% en útil. El sector minero aparece con el 11.3%.</p>
Oriente del Perú	<p>Ucayali representa el 1.6% de la población del Perú y consume el 1.1% y 0.6% del consumo neto y útil del país. El consumo es residencial e industrial.</p> <p>San Martín El Departamento de representa el 2.7% de la población del Perú y consume el 1.6% y 0.6% del consumo neto y útil del país. El consumo esta concentrado en el sector residencial.</p> <p>Loreto representa el 3.4% de la población del Perú y consume el 1.7% y 0.8% del consumo neto y útil del país. El consumo esta concentrado principalmente en el sector residencial.</p>
Centro-oeste del Brasil	<p>Los estados de Acre y Rondonia tienen una canasta energética basada fundamentalmente en el combustible Diesel, el mismo que representa un 70% de la canasta. La Gasolina, con alrededor de cuatro veces menos, es el segundo combustible mas utilizado y resulta importante considerando que su uso se da principalmente en los motores de ciclo Otto. En lo que respecta al GLP, de uso residencial principalmente, representa poco menos que la mitad del consumo de gasolina y casi el doble de otros combustibles también usados en este estado</p>

4.3 RESULTADOS

Identificación y aprovechamiento de oportunidades

1. El Departamento del Sector Privado del BID se creó en 1995 para proporcionar financiamiento de largo plazo con garantías a proyectos privados de infraestructura en América Latina y el Caribe. Hasta la fecha se ha aprobado once préstamos, uno de ellos es Aguaytía. El Perú puede seguir generando proyectos energéticos a base del gas natural y así aprovechar las facilidades que da el BID.
2. Reafirmar el Acta de Río Branco firmada en 1969 por los Ministros de Transportes de Perú, Brasil y Bolivia, en la que se define la interconexión entre Pucallpa y Cruzeiro do Sul por la ruta del Boquerón de la Esperanza.
3. La ubicación estratégica de Aguaytía y Camisea radica en la facilidad de acceso a la cuenca del Amazonas.
4. En cuanto a la parte eléctrica existe un mercado en la zona del Brasil limítrofe con el Perú con la ventaja de que presenta una diferencia en el uso horario de 1 hora. Esto permite un manejo de la demanda, sobre todo en las horas punta, si se interconectan ambos países y en razón de que Brasil busca diversificar sus fuentes por los problemas hidrológicos estacionarios que tiene..

5. Hay una ruta con componentes fluvial y terrestre entre Perú y Ecuador, con dos variantes en nuestro país. Esto crea condiciones para la distribución de combustibles a granel.
6. Actualmente se está transportando combustible desde Aguaytía a diferentes partes del departamento de Loreto. Sin embargo, Camisea viene contemplando el transporte de líquidos a través del Amazonas (inicialmente a Iquitos).
7. En lo que respecta a las carreteras, se viene desarrollando la vía interoceánica para la exportación y el transporte de los fertilizantes de Bayóvar al Brasil así como para la salida de la producción agrícola de Olmos y el transporte de minerales de Tambo Grande, La Granja, Bongará o Michiquillay. Esto favorece el desarrollo de proyecto energético de los fosfatos de Bayobar.
8. Los estados de Acre y Rondonia, limítrofes con la zona de Aguaytía, son consumidores intensivos de Diesel y Gasolina.
9. Aguaytia Energy está realizando proyectos de desarrollo y promoción del uso de GLP en Pucallpa e Iquitos dirigidos al sector residencial, (obsequio y/o financiamiento de cocinas a GLP y balones para los hogares en Pucallpa e Iquitos) este mercado se estima en unas 100,000 familias.
10. En el sector comercio, el GLP se comercializa a granel la que resulta la

opción de abastecimiento más común para la industria y el comercio de las ciudades de Iquitos y Pucallpa. Aquí se están desarrollando iniciativas de promoción, a fin de reducir los costos de energía en este sector.

11. Se está desarrollando la conversión del parque automotor de Iquitos a GLP. A este efecto se encuentran desarrollando “pruebas piloto” usando GLP como combustible vehicular en mototaxis, en motores menores fuera de borda y generadores, estimándose un mercado del orden de 18,000 unidades. Se han iniciado, con el auspicio de la DOE, estudios preliminares para la introducción del GNC en mototaxis en la ciudad de Iquitos.
12. El Perú ha planificado el desarrollo de los puertos de Pucallpa y Yurimaguas al final de carreteras que ligan la selva con la orilla del Pacífico.
13. El comportamiento errático de los ríos, ha impuesto la idea de los mini puertos amazónicos.
14. Se está estudiando la factibilidad de continuar el ferrocarril entre Santos y Cuiabá (Mato Grosso) hasta Porto Velho (Rondonia), Río Branco (capital del Estado de Acre), Cruzeiro do Sul (Acre), Orellana (en la ribera del Ucayali) y Tarapoto.
15. Los costos variables de la Central Térmica de Aguaytía es una de las más bajas del mercado nacional de centrales térmicas.

CONCLUSIONES

Las conclusiones a las que se ha llegado en el presente trabajo se pueden resumir en los siguientes puntos:

1. No obstante que existe el Acta de Río Branco firmada por Perú, Brasil y Bolivia para la integración de toda esta zona, y siendo la distancia que separa Aguaytía en el Perú y Cruzeiro du Sul en el Brasil relativamente corta (aproximadamente 300 km), no es posible poner en marcha este proyecto porque existen ciertas restricciones geográficas que dificultan su interconexión.
2. La diferencia en el uso horario de Perú y la zona limítrofe del Brasil (1 hora) favorece la integración de la red eléctrica. Aquí debido a los problemas hidrológicos Petrobras viene propiciando la diversificación de sus fuentes para la generación de electricidad. El aporte de Aguaytía así resultaría importante.
3. Debido a que el gas proveniente de Camisea va a copar la demanda en las zonas Sur, Centro y en parte Loreto, y considerando que se va a

liberar la oferta de Talara - la misma que se orientará hacia el norte del país - el ámbito geográfico para Aguaytía se vería reducido al mercado local. Esto obligaría a Aguaytía Energy a buscar nuevos mercados.

4. El ámbito de combustibles a granel para Aguaytía comprendería las zonas de Ucayali, San Martín, Huánuco, parte de Loreto y potencialmente el estado brasileño de Acre. No se considera el departamento de Amazonas puesto que allí se viene explotando gas asociado por parte de Pluspetrol.
5. Un aspecto importante para la integración de Aguaytía con el Brasil es el hecho de que The Maple Gas viene desarrollando proyectos de exploración petrolera en la vertiente de los ríos que pasan por el estado de Acre.
6. Existen obstáculos de infraestructura, operativos y jurídicos, entre otros, que repercuten en forma importante en la competitividad de nuestros productos en los mercados regionales. Por lo que se hace imprescindible impulsar una creciente compatibilización de las políticas y reglamentos en materia de energía, fundamentalmente la eléctrica, por los países de la región.
7. Los planificadores han pensado en una distribución estratégica de los principales puertos fluviales del país. Han ubicado a tres de ellos: Pucallpa, Yurimaguas y Puerto Maldonado, en las extremidades de unas

carreteras, que facilitarían la salida de los productos de la selva hacia la costa, entre ellos los de la planta de Aguaytía, ampliando así su mercado. Por razones de ubicación, esta situación no es aplicable a Iquitos, el más importante puerto fluvial del país.

8. El desarrollo de medios baratos de transporte a través de hidrovías en el Brasil ofrece buenas oportunidades para acceder a esos mercados. Por lo que es de real interés el programa recién iniciado por las autoridades peruanas para realizar mini-puertos de fácil implantación y traslado, con mínimas estructuras en tierra, de manera que se pueda recuperar más del 70% de la inversión de un puerto destruido por una avenida.
9. El transporte multimodal es un elemento clave en cualquier sistema de transporte moderno, su naturaleza apunta a la reducción de los costos del traslado de mercancías. Aguaytía podría hacer uso de estos sistemas para ampliar su mercado.
10. Se ha encontrado que la zona norte, centro, sur del Perú, la parte fronteriza con Brasil, Bolivia y el norte de Chile son importadores de Diesel. Esta situación crea un espacio adecuado para el desarrollo de la tecnología **GTL** en la cuenca gasífera.
11. Dado que la C.T. de Aguaytía trabaja actualmente casi a su máxima capacidad, y teniendo en cuenta que una de las oportunidades que tiene Aguaytía es la venta de electricidad al SINAC y/o al estado brasileño de

Acre , se hace imprescindible acelerar la puesta en marcha del proyecto de la Central Térmica de Ciclo Combinado, cuyo funcionamiento estaba proyectada originalmente para el año 2004.

12. Viendo el cuadro 2.4: consumo final de Iso derivados de hidrocarburos por sectores económicos, notamos que el consumo del sector transporte representa el 80% del consumo total de petróleo Diesel y el 85% del consumo total de gasolina; por lo que es necesario promover las investigaciones sobre la sustitución del petróleo Diesel y de la gasolina, sobre todo la de 84 octanos, por el gas natural. lo que redundaría en el incremento del mercado del gas natural de Aguaytía y, además, ayudaría a preservar el medio ambiente en razón de que el gas natural tiene una combustión más limpia.

13. Las reservas de petróleo en el año 2001, es de apenas el 8.9% del total de reservas del Perú; sin embargo su producción representa el 57.2% del total. En cambio con el gas natural sucede todo lo contrario, su reserva representa el 54.7% y su producción sólo el 19.6%. Esto nos lleva a concluir que se debe buscar la manera de producir menos petróleo, porque las reservas son escasas, y de producir más gas natural.

BIBLIOGRAFIA

1. **Anales 1er Simposio Internacional.** Gas de Camisea: retos y perspectivas. Lima 2000
2. **Asociación Latinoamericana de Integración:** Diagnóstico del Transporte Internacional y su Infraestructura en América del Sur (DITIAS): transporte fluvial (Amazonas, Orinoco). Paul Georgescu.
3. **CAF 2000.** Vías para la integración: acción de la CAF en la infraestructura sostenible de Sudamérica.
4. **CAF 2001.** Proyectos energéticos de Integración Andina.
5. **Eduardo Ponce Vivanco.** Embajador del Perú en el Brasil. Informe: Perú y Brasil: perspectiva histórica de una relación dinámica. Brasilia, diciembre 2000.
6. **Energy Information Administration (EIA).** Brazil Country Analysis Brief. Julio 2003. (www.eia.doe.gov)
7. **Energy Information Administration (EIA).** Perú Country Analysis Brief. Abril 2003. (www.eia.doe.gov)
8. **I Seminario Internacional DECA CIER.** 1996. Proyectos de generación eléctrica a partir del gas natural
9. **I Simposium Internacional y teleconferencia de INGEPET.** Tecnologías de producción y uso del gas natural. Lima 2003
10. **Instituto Cuanto - Resumen.** Análisis de Demanda de la Ciudad de Pucallpa. 2000
11. **IV Forum de la energía:** nuevo escenario. Marco regulatorio. Lima 2001
12. **Juan Carlos Buezo.** CEPAL 2001. Recursos naturales e infraestructura: el papel de los órganos reguladores.

13. **Luis F. Cáceres Graziani.** El gas natural. Editado por Grupo S.R.L. Lima-Perú.
14. **María Isabel Gonzáles Consultores,** Carec. Lima 2000. La experiencia del cono sur en gas natural.
15. **Ministerio de Energía y Minas del Perú.** Balance Nacional de Energía Útil: 1998
16. **Ministerio de Energía y Minas.** Oficina Técnica de Energía. Balance Nacional de energía 2001.
17. **Ministerio de Energía y Minas.** Oficina Técnica de Energía. Plan referencial de electricidad. 1999.
18. **Ministerio de Energía y Minas.** Dirección General de Hidrocarburos. Plan referencial de hidrocarburos. 1999
19. **OLADE.** El gas natural en la política energética de América Latina y el Caribe. Quito, Ecuador. Febrero 1998.
20. **Percy Castillo.** Copias del curso: Combustión del gas natural. Lima-Perú
21. **PETROBRAS.** Reporte Anual 2000
22. **Shell prospecting & Development.** Lima 2000. Perú; Natural gas marketing study, industrial sector

APENDICE

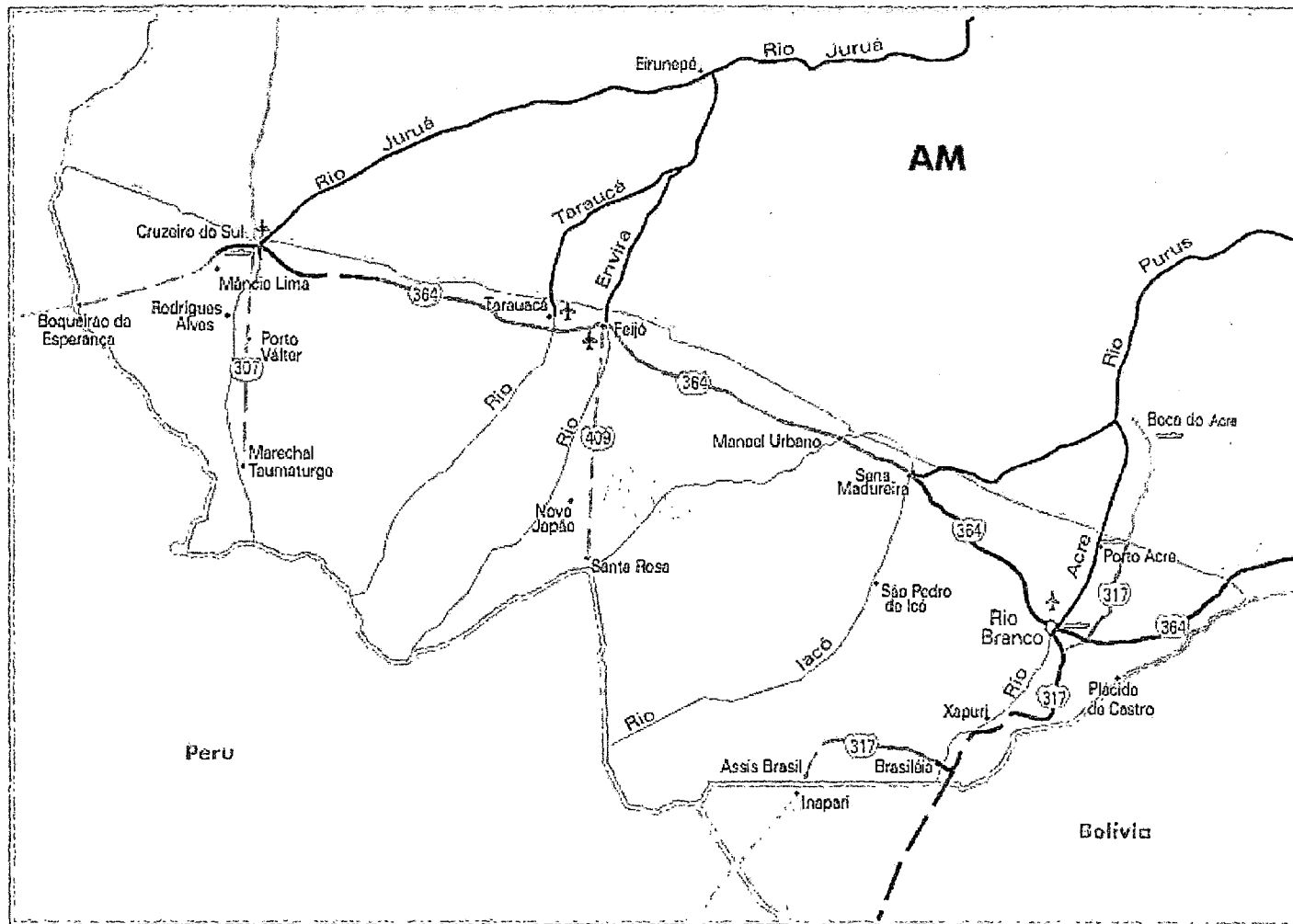
A continuación se presenta un glosario de términos.

Algunos artículos de las leyes y reglamentos que regulan la actividad del gas natural:

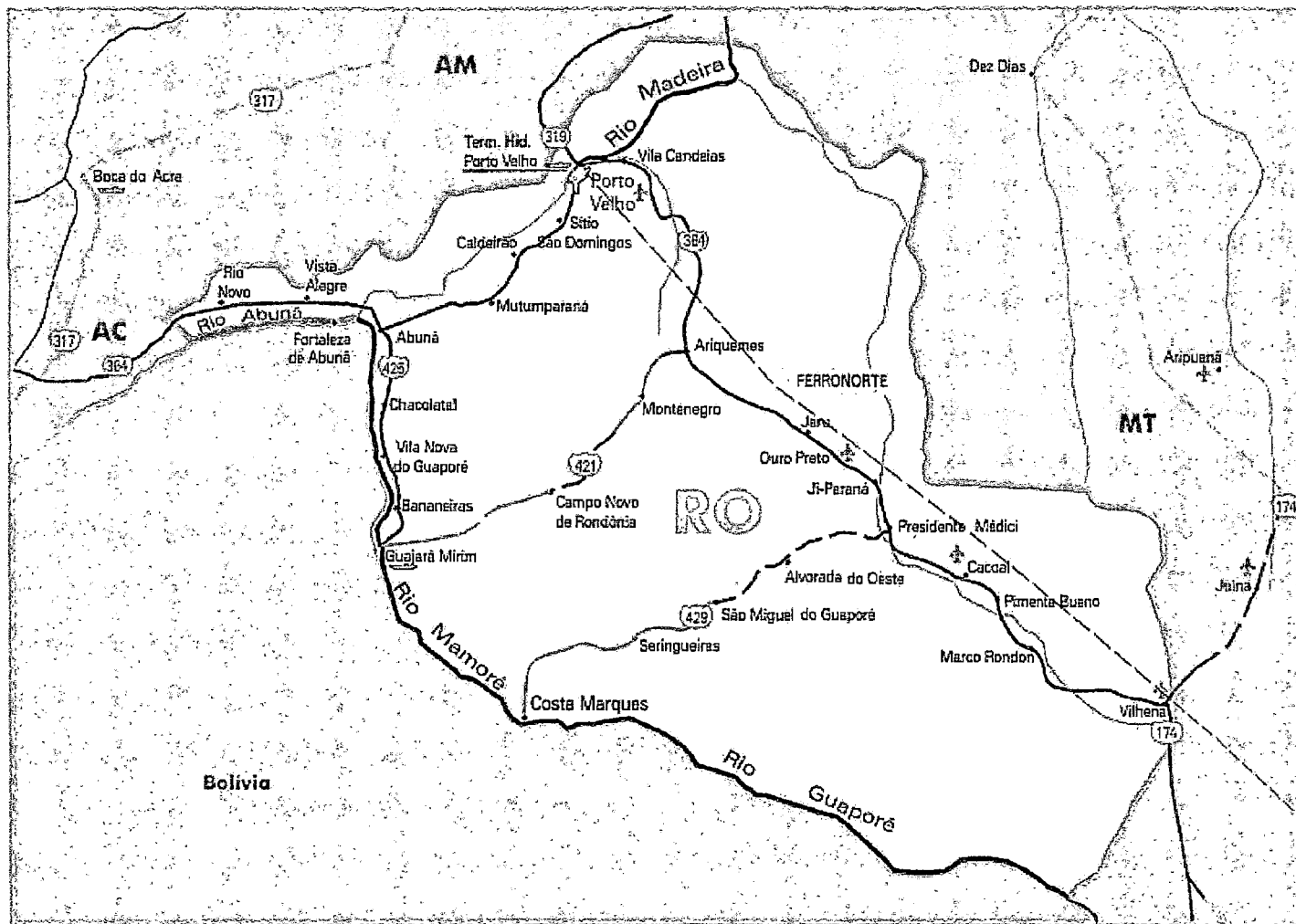
- Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221
- Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos. D.S. N° 041-99-EM
- Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.
- Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes de Ductos
- Ley De Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural

Se muestra también la descripción de procedimiento de arranque, de la puesta en marcha y el resumen de control de operación de la Planta de Fraccionamiento.

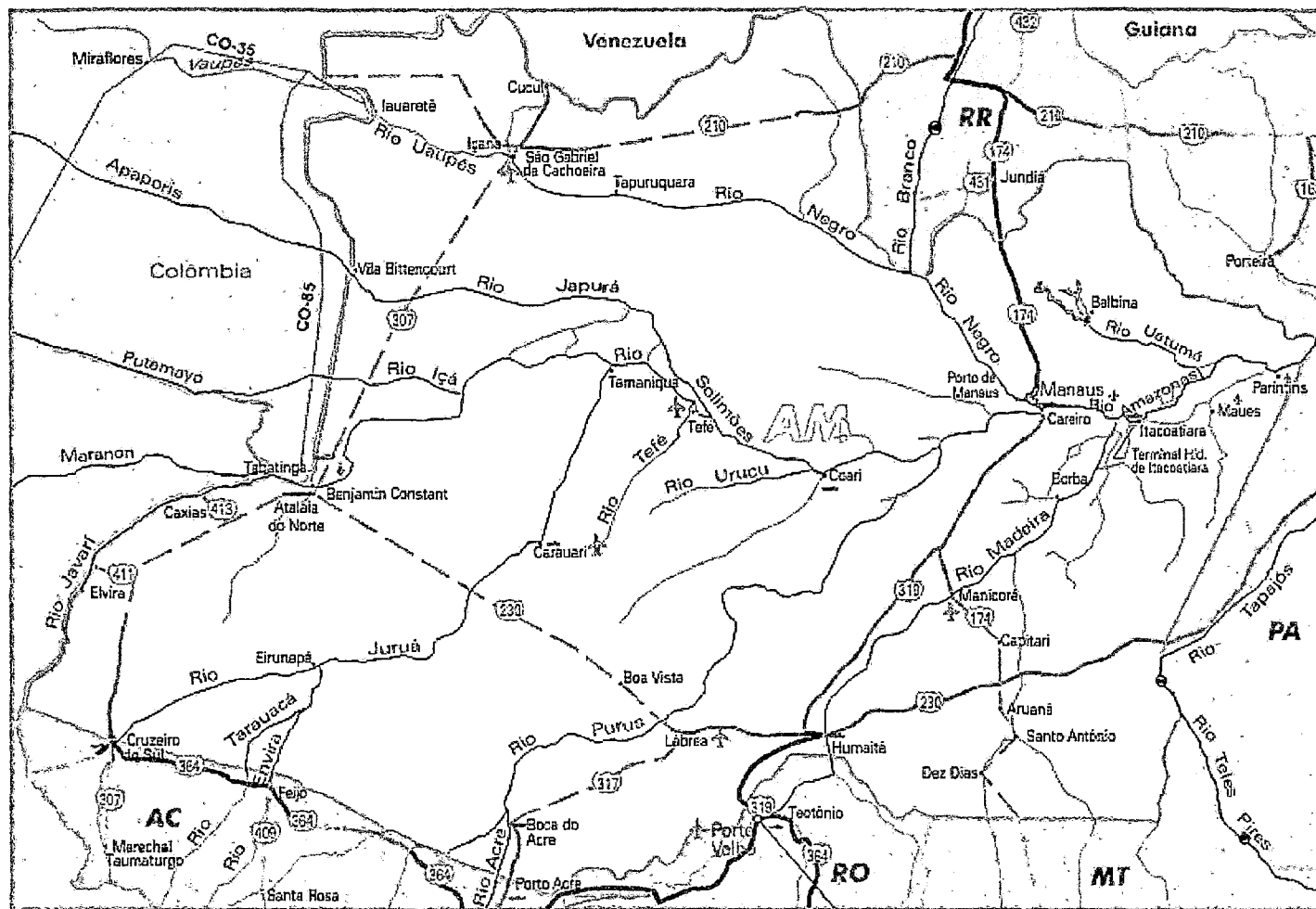
Por último se dan las propiedades físicas y térmicas de gases, así como también diagramas termodinámicos presión-entalpía de gases componentes del gas natural.



ESTADO DE ACRE: BRASIL



ESTADO DE RONDONIA: BRASIL



ESTADO DE AMAZONAS: BRASIL

GLOSARIO DE TERMINOS

GLOSARIO DE TERMINOS

Barriles por Día Calendario: es el número máximo de barriles que pueden ser procesados durante un período de 24 horas, después de descontados los períodos de paradas para mantenimiento y problemas mecánicos. Es igual a la capacidad nominal corregida por un factor de operación medio, basado en 330 días útiles por año.

bbf: barril. Unidad de medida de volumen, equivalente a $0,159 \text{ m}^3$

bep: sigla de "barril equivalente de petróleo". Unidad de medida de energía equivalente, por convención, a 1390 Mcal.

BTU: sigla de *British Thermal Unit*. Unidad de medida de energía, corresponde a la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de una libra (0,454 kg) de agua de $39,2^\circ \text{ F}$ a $40,2^\circ \text{ F}$. (1 BTU = 1.055,056 J)

Bunker: también conocido como *marine fuel*, es el combustible para navíos en general, pudiendo ser, en algunos casos, mezclado con óleo diesel en proporciones variadas.

Butano: hidrocarburo saturado con cuatro átomos de carbono y diez átomos de hidrogeno (C_4H_{10}), encontrado en estado gaseoso incoloro, con olor a gas natural. Es usado como combustible doméstico, en iluminación; como fuente de calor industrial en: calderas, hornos, secadores, corte de metales.

C5 : Gasolina Natural.

City Gate: conjunto de instalaciones conteniendo *manifolds* y sistemas de medición, destinados a entregar gas natural (procedente de una concesión, de una UPGN, de un sistema de transporte o de un sistema de transferencia) para la concesionaria o distribuidora de gas canalizado. También denominado "Estación de Entrega y Recepción de Gas Natural" o "Estación de Transferencia de Custodía de Gas Natural".

Derivados Energéticos de Petróleo: derivados de petróleo utilizados predominantemente como combustibles con la finalidad de liberar energía, luz o ambos a

partir de su combustión. Esta denominación comprende: GLP, gasolina A, gasolina de aviación, querosene, QAV, óleo diesel y óleo combustible.

Derivados No-Energéticos de Petróleo: derivados de petróleo que no involucran contenido energético: grasas, lubricantes, parafinas, asfaltos, solventes, coque, nafta, extracto aromático, gasóleo de vacío, óleo liviano de recicló, RAT, diluyentes, n-parafinas, otros óleos de petróleo, minerales bituminosos, etc..

Gas de Refinería: mezcla que contiene principalmente hidrocarburos gaseosos. Sus componentes más comunes son hidrógeno, metano, etano, propano, butanos, pentanos, etileno, propileno, butenos, pentenos en pequeñas cantidades y otros componentes, como el butadieno. Es utilizado principalmente como materia prima en fabricación de productos petroquímicos, en la producción de gasolina de alto octanaje y la síntesis orgánica de alcoholes.

Gas Licuado de Petróleo (GLP): mezcla de hidrocarburos líquidos obtenidos del gas natural a través de su procesamiento en una unidad UPGNs, o en un proceso convencional en las refinerías de petróleo. Conocido como gas de cocina, compuesto de propano y butano.

Gas Natural Asociado: gas natural producido o encontrado disuelto en el petróleo en estado saturado.

Gas Natural Comprimido (GNC): todo gas natural procesado y condicionado para transporte en cilindros, a temperatura ambiente y presión próxima a condiciones de mínimo factor de compresibilidad.

Gas Natural Licuado (GNL): gas natural enfriado a temperaturas inferiores a -160°C para fines de transferencia y almacenaje como líquido. Está compuesto principalmente de metano y puede contener cantidades mínimas de etano, propano, nitrógeno u otros componentes normalmente encontrados en el gas natural.

Gas Natural o Gas: todo hidrocarburo o mezcla de hidrocarburos que permanecen en estado gaseosos o disueltos a condiciones originales de reservorio, y que se mantiene en fase gaseosa a las condiciones atmosféricas normales. Es extraído directamente de reservorios petrolíferos o gasíferos, incluyendo gases húmedos, secos, residuales y gases raros (gases nobles). Al procesar un gas natural húmedo en la UPGNs, son obtenidos los siguientes productos: (a) gas seco (también conocido como gas residual), contiene principalmente metano (C1) y etano (C2); (b) líquido de gas natural (LGN), que contiene propano (C3) y butano (C4) (que forman el gas licuado de petróleo - GLP) y la gasolina natural (C5 +).

Gas Reinyectado: gas no comercializado que es retornado al reservorio de origen con el objetivo de forzar la salida de petróleo de roca del reservorio. Este método es conocido como "recuperación secundaria".

Gasolina: combustible energético para motores de combustión interna por ignición (ciclo Otto). Compuesto de fracciones líquidas pequeñas de petróleo, cuya composición de hidrocarburos varía desde C5 hasta C10 o C12.

MMBTU: millones de BTU

Nafta: derivado de petróleo utilizado principalmente como materia prima de la industria petroquímica (nafta petroquímica o nafta no-energética). La nafta energética es utilizada para generación de gas de síntesis a través de un proceso industrial (reformado con vapor de agua). Este gas es utilizado para producción de gas canalizado doméstico.

Reservas: comprende reserva de petróleo o gas natural en una de las siguientes categorías: "probadas", "probables", "posibles" y "desarrolladas"

Unidad de Compresión y Distribución de GNC: conjunto de instalaciones fijas que comprimen al gas natural, posibilitando su distribución a través de vehículos transportadores.

Unidad de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural (UFL): instalación industrial que tiene por objetivo separar el LGN obtenido en una URL en correcto contenido de etano, propano, GLP y C5 + .

Unidad de Procesamiento de Condensado de Gas Natural (UPCGN): instalación industrial que tiene por objetivo separar las fracciones leves existentes no condensadas de gas natural producido en los ductos que transportan el gas del mar a tierra. Estas instalaciones están compuestas de Unidades de Fraccionamiento de Líquidos de Gás Natural (UFL), generando propano, butano, GLP y C5 + .

Unidad de Procesamiento de Gás Natural (UPGN): instalaciones industriales que tienen por objetivo realizar la separación de las fracciones pesadas (propano y más pesadas), existentes en el gas natural, del metano y del etano, generando GLP y gasolina natural C5+ .

Unidad de Recuperación de Gas Natural (URGN): instalación industrial que tiene por objetivo separar el metano y el etano de las fracciones más pesadas, conteniendo C3 + en la forma de líquido (LGN).

Unidad de Recuperación de Líquidos de Gás Natural (URL): instalación industrial que separa el metano de las fracciones más pesadas, conteniendo C2 + en la forma de líquido (LGN).

**ARTICULOS PERTINENTES DE LAS
LEYES Y REGLAMENTOS SOBRE
LA ACTIVIDAD DEL GAS NATURAL**

Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221

TITULO III DUCTOS

Artículo 72°.- Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de Hidrocarburos y de sus productos derivados, de acuerdo a un contrato de concesión para el transporte, que se otorgará con sujeción a las disposiciones que establezca el reglamento que dictará el MEM.

Las tarifas de transporte se fijarán de acuerdo con el reglamento aprobado por el MEM. (CTE Ley N° 27332)

TITULO VII LIBRE COMERCIO

Artículo 77°.- Las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y los productos derivados, se rigen por la oferta y la demanda.

Artículo 78°.- Cualquier subsidio que el Estado desee implementar, deberá efectuarse por transferencia directa del Tesoro Público.

TITULO VIII DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Artículo 79°.- La Distribución de Gas Natural por Red de Ductos es un servicio público. El MEM otorgará concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos a entidades nacionales o extranjeras que demuestren capacidad técnica y financiera.

Artículo 80°.- El MEM determinará la autoridad competente para regular el servicio de distribución de gas natural por red de ductos y dictará el reglamento que establecerá, entre otros aspectos, los siguientes:

- Normas específicas para otorgar concesiones. (DGH)
- Organización, funciones, derechos y obligaciones de autoridad competente de regulación. (CTE)
- Normas para determinar los precios máximos al consumidor. (CTE Ley N° 27332)
- Normas de seguridad. (DGH)
- Normas relativas al Medio Ambiente. (DGAA)

TITULO IX DISPOSICIONES GENERALES DERECHOS DE USO, SERVIDUMBRE Y EXPROPIACION

Artículo 82°.- Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de Hidrocarburos comprendidas en los Títulos II, III y IV, tienen derecho a utilizar el agua, grava, madera y otros materiales de construcción que sean necesarios para sus operaciones, respetándose los derechos de terceros y

en concordancia con la legislación pertinente.

Asimismo, podrán gestionar permisos, derechos de servidumbre, uso de agua y derechos de superficie, así como cualquier tipo de derechos y autorizaciones sobre terrenos públicos o privados, que resulten necesarios para que lleven a cabo sus actividades.

Los perjuicios económicos que ocasionase el ejercicio de tales derechos deberán ser indemnizados por las personas que ocasionen tales perjuicios.

Artículo 83°.- Se establece la servidumbre legal de paso, para los casos en que sea necesaria para las actividades de Hidrocarburos comprendidas en los Títulos II, III y IV. El reglamento de la presente Ley establecerá los requisitos y procedimientos que permitan el ejercicio de este derecho.

Artículo 84°.- Los interesados, debidamente calificados para llevar a cabo actividades de Hidrocarburos comprendidas en los Títulos II, III y VIII, podrán solicitar al MEM la expropiación de terrenos de propiedad privada. El MEM evaluará la solicitud y, en caso de declarar su procedencia con el sustento debido, tales expropiaciones quedan consideradas como de necesidad nacional y pública; iniciándose el trámite de expropiación del área necesaria conforme a ley.

Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos **D.S. N° 041-99-EM**

TITULO I **DISPOSICIONES GENERALES**

Artículo 1°.- Este Reglamento norma lo relativo al Transporte de Hidrocarburos por Ductos, incluyendo los procedimientos para otorgar Concesiones, para fijar las tarifas, normas de seguridad, normas sobre protección del ambiente, disposiciones sobre la autoridad competente de regulación, así como normas vinculadas a la fiscalización.

TITULO II **CONCESION DE TRANSPORTE**

Artículo 7°.- La Concesión se otorga a plazo determinado, el mismo que no será mayor de sesenta (60) años - incluyendo prórrogas - ni menor de veinte (20) años.

Artículo 8°.- Pueden otorgarse prórrogas por un máximo de 10 años cada vez.

Artículo 12°.- La Concesión se otorga por: a) Licitación o concurso público. b) Solicitud de parte.

Artículo 31°.- El Contrato de Concesión que se suscribe entre la DGH y el Concesionario debe consignar como mínimo lo siguiente:

- Nombre del Concesionario.
- Derechos y obligaciones de las partes.

- Condiciones de suministro.
- Calendario de ejecución de obras.
- Servidumbres requeridas.
- Causales de terminación o pérdida de la Concesión.
- Garantía de fiel cumplimiento de ejecución de las obras por un monto equivalente al cinco por ciento (5%) del presupuesto.
- Tarifas iniciales aprobadas por la CTE, cuando se trate de la primera Concesión.
- Condiciones de Acceso.
- Otras disposiciones que le sean aplicables.

Artículo 36°.- Obligaciones del Concesionario:

- Ejecutar el proyecto y la construcción de obras de acuerdo al calendario de ejecución de obras contenido en el respectivo Contrato.
- Prestar el servicio de Transporte de acuerdo a los términos y condiciones previstos en el Contrato y en las normas legales vigentes.
- Conservar y mantener el Sistema de Transporte en condiciones adecuadas para su operación eficiente, garantizando la calidad, continuidad y oportunidad del servicio según las condiciones que fije el Contrato y las normas técnicas pertinentes. El Concesionario deberá diseñar, construir, operar y mantener el Sistema de Transporte.
- Publicar a su costo en el Diario Oficial El Peruano, las resoluciones mediante las cuales sea sancionado, dentro del plazo que establezca la autoridad competente.
- Desarrollar sus actividades respetando las normas de libre competencia y antimonopolio vigentes o que se dicten en el futuro. Los Concesionarios no podrán ofrecer ni otorgar ventajas o privilegios entre los Usuarios por la misma clase de servicio.
- Aplicar las Tarifas que se fijen de acuerdo al Reglamento.
- Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores en la forma, medios y plazos que éstos establezcan.
- Cumplir con las normas de seguridad y demás normas técnicas aplicables.
- Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores.
- Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores con el aporte fijado en la Ley N° 27116.
- Cumplir con las normas de conservación del ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.
- Llenar el Sistema de Transporte a su costo y responsabilidad, para el caso de Transporte de Gas Natural.
- Asumir las pérdidas de Hidrocarburos por mermas por encima del uno por ciento (1 %) del volumen transportado.
- Asumir el costo de los Hidrocarburos utilizados como combustible en el Sistema de Transporte.
- Instalar, mantener, operar a su cargo en, o cerca de cada Punto de Entrega, estaciones de medición adecuadamente equipadas.

Artículo 41°.- El concesionario es responsable de la pérdida parcial o total y del deterioro de los hidrocarburos.

Artículo 45°.- La concesión termina por:

- Vencimiento del plazo del contrato.
- Declaración de Caducidad.
- Aceptación de la renuncia a la Concesión.
- Otras causas especificadas en el contrato.

TITULO III SERVICIO DE TRANSPORTE

Artículo 59°.- Previo al inicio de la prestación del servicio de transporte, el concesionario y el solicitante deberán suscribir un Contrato de Transporte.

Artículo 65°.- Corresponde al MEM expedir las normas que regulan la transferencia de capacidad contratada.

Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.

Artículo 74°.- El concesionario esta obligado a permitir el acceso no discriminatorio de solicitantes, siempre que sea técnicamente viable.

Artículo 78°.- La DGH normará las condiciones de acceso al Sistema de Transporte.

Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes de Ductos

TITULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1°.- Este Reglamento norma lo relativo a la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, incluyendo procedimientos para otorgar concesiones, fijar tarifas, normas de seguridad, normas sobre protección al ambiente, sobre la autoridad competente de regulación y de fiscalización.

TITULO II CONCESION DE DISTRIBUCION

Artículo 7°.- La Concesión de Distribución en un área determinada será exclusiva para un solo Concesionario y ésta área no puede ser reducida sin autorización de la DGH.

Artículo 8°.- El consumidor regulado puede adquirir Gas Natural del Concesionario o del Comercializador. Los Consumidores Independientes, Productores y Comercializadores tienen acceso abierto al Sistema de Distribución, con el pago de una tarifa.

Artículo 10°.- El plazo de la Concesión es como máximo de 60 años, incluyendo prórrogas, y como mínimo 20 años.

Artículo 11°.- El plazo de la Concesión puede ser prorrogado sucesivamente por la DGH por un plazo no mayor de 10 años.

Artículo 15°.- La Concesión se otorga por: Licitación o concurso público. Solicitud de Parte.

Artículo 42°.- El Concesionario está obligado a:

- Ejecutar el proyecto y la construcción de obras de acuerdo al contrato.
- Dar servicio a quien lo solicite dentro del Area de Concesión.
- En caso de servicios fuera del Area de Concesión se requiere autorización de la DGH.
- Tener contrato vigente que le garanticen Suministro de Gas Natural por 24 meses como mínimo.
- Conservar y mantener el Sistema de Distribución, en condiciones adecuadas.
- Publicar a su costo en el Peruano las sanciones que le sean imputadas por la autoridad competente.
- Permitir la utilización por terceros de la capacidad no comprometida.
- Desarrollar sus actividades respetando la libre competencia y evitando el monopolio.
- Aplicar Tarifas fijadas.
- Presentar información técnica y económica a los organismos competentes.
- Cumplir con las normas de seguridad.
- Facilitar inspecciones técnicas a sus instalaciones.
- Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores.
- Cumplir con preservar el ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación.

Artículo 43°.- El Gas Natural suministrado debe ser corregido a 15°C y 1013 milibar, para efectos de facturación.

Artículo 44°.- El Gas Natural debe ser entregado en las siguientes condiciones:

- Libre de arena, polvo, gomas; aceites, glicoles y otras impurezas indeseables.
- No contener más de 3 mg/m³ de sulfuro de hidrógeno, ni más de 15 mg/m³ de azufre total.
- El contenido máximo de dióxido de carbono es de 3,5% de su volumen, y los inertes no mayor a 4%.
- Debe estar libre de agua en estado líquido y contener como máximo 65mg/m³ de vapor de agua.
- Su temperatura debe ser como máximo de 50°C.
- El contenido calorífico bruto debe estar entre los 8 800 y 10 300 kcal/ m³

Artículo 49°.- La Concesión termina por:

- Vencimiento del plazo del Contrato.
- Declaración de caducidad.
- Aceptación de la renuncia a la Concesión.
- Otras causas especificadas en el Contrato.

Artículo 63°.- El Consumidor, ubicado dentro del Area de Concesión, tiene derecho a que el Concesionario le brinde servicio de Distribución. la DGH establecerá el procedimiento para permitir el acceso mediante aportes de aquellos solicitantes cuya solicitud haya sido denegada por razones económicas.

Ley De Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural

Artículo 1°.- Tiene por objeto establecer las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

Artículo 3°.- Declárese de interés nacional y necesidad pública, el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, que comprende la explotación de los yacimientos de gas, el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas y condensados; la distribución de gas natural por red de ductos y los usos industriales en el país.

Artículo 4°.- Adicionalmente a la Ley N° 26221, los derechos de explotación de reservas probadas de gas natural, se pueden otorgar según el TUO (D.S. N° 059-96-PCM) y el Decreto Legislativo N° 674 (Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado).

Artículo 5°.- El otorgamiento en Concesión para el transporte de gas, transporte de condensados y distribución de gas por red de ductos, se pueden efectuar según el TUO (D.S. N° 059-96-PCM).

PLANTA DE FRACCIONAMIENTO:

**DESCRIPCION DE PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE
PUESTA EN MARCHA
RESUMEN DE CONTROL DE OPERACION**

PLANTA DE FRACCIONAMIENTO

ASUNTO: PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE

CONDICIONES GENERALES

1. NGL BULLETS:

Niveles Surge	:	mínimo	2' del vaso visor	
Tank 16-0713	:	máximo	4' del vaso visor	(purgar vasos de nivel)
	:	PLC	60% (3'-6" del vaso visor)	
Presión normal	:	60 psig	(máximo 125 psig)	
Temperatura	:	70° F		
Flujo	:	121 gpm		
Composición	:	% molar según diseño: (a 120° F y 700 psig)		
	:	Metano	C1	00.00
	:	Etano	C2	0.83
	:	Propano	C3	28.12
	:	Butano	C4	22.79
	:	Pentano	C5	12.69
	:	Hexano	C6	11.32
	:	Heptano	C7	8.66
	:	Octano	C8	7.51
	:	Nonano	C9	8.08
	:	Agua	H2O	00.00
	:	TOTAL:		100.00

Antes de iniciar el proceso se debe tomar una corriente de NGL a fin de analizarla en el cromatógrafo. Si el NGL no cumple con lo especificado, la operación de procesamiento será modificada de acuerdo al diseñador ABB-RANDALL

2. SISTEMA DE FRACCIONAMIENTO:

El líquido NGL ingresa a la **columna Debutanizadora** en la bandeja No. 15 a 224° F; la columna separa el propano y butano de los hidrocarburos más pesados.

El calentamiento en el **reboiler** se produce con el sistema del **hot-oil** operando la columna a 175 psig y 363° F en la entrada a la columna. La corriente de vapores va hacia el tope donde se encuentran a 172 psig y 144° F, los cuales serán totalmente condensados utilizando un **equipo aerorrefrigerante** del cual saldrán a una temperatura de 121° F como condensado.

El condensado es llevado al **Reflux accumulator** el cual opera a 168 psig y 123° F.

Una parte del condensado es utilizado como reflujo hacia la columna y el remanente es enviado a los **bullets de LPG** empleando las bombas de reflujo a 238 psig.

El producto del fondo de la columna es enfriado desde 322° F a 95° F mediante el **equipo intercambiador del NGL de entrada** a la columna y debe estar bajo la especificación de una gasolina de 12 PVR.

3. SUMINISTRO DE NGL AL PROCESO:

3.1 Directamente de la línea que viene de la Planta de Gas, a través del **skid de medición**.

3.1 Desde los **NGL bullets**: el surge tank 16-0713 se puede unir a los siguientes tres bullets 18-2401 al 18-2403 para disponer de mayor capacidad de procesamiento.

4. PROCESO DE FRACCIONAMIENTO:

4.1 **LPG COLUMN FEED HEATER**: intercambiador NGL entrada a la columna.

Especificaciones:

capacidad : 4.15 MMBTU/HR

casco : 250 psig a 400° F

tubos : 250 psig a 300° F

Variables del proceso:

TI-0201 NGL entrada: 70° F
 TI-0202 NGL salida: 224°F
 TW-0203 Gasolina entrada: 363° F
 TI-0204 Gasolina salida: 95° F
 Flujos: NGL 120 gpm; gasolina 73 gpm .

4.2 LPG COLUMN:**Especificaciones:**

Diámetro interior: 42"
 altura: 70' - 0" SS
 presión de trabajo: 240 psig. máximo a 400° F

Características:

Operará en el tope con vapores de propano y butano y en el fondo con pentanos e hidrocarburos más pesados. La columna posee 30 bandejas (platos); el No. 1 recibe el reflujo en el tope y los líquidos del fondo van al reboiler. El reboiler provee el suficiente calor para vaporizar una parte del líquido que circula desde el fondo de la columna. Los vapores fluyen hacia arriba a través del líquido el cual circula hacia abajo y por las bandejas. Los vapores dejan las bandejas más aligerados y los líquidos quedan más pesados.

Mientras los vapores salen del tope de la columna, algo de propano y butano han sido atrapados en el producto de fondo.

Cuando reinyectamos más NGL a la columna, la temperatura de fondo es calibrada para limitar la cantidad de butano en el producto de fondo

La columna está provista de una "malla" localizada en el tope (mist eliminator). Los gases del tope de la columna son totalmente condensados por el "LPG column reflux condenser" y es parcialmente retornado a la columna como reflujo. El líquido LPG remanente es dirigido a los "LPG storage bullets". El producto de fondo es enviado a la Refinería mediante un oleoducto.

Instrumentos:

LG-0302 Vaso visor
 TI -0304 Temperatura del reflujo hacia el tope : 123° F
 TI -0305 Temperatura del fondo de la columna : 322°F
 No tiene para shutdowns.

Durante el proceso la columna debutanizadora debe operarse con la información recibida del **Cromatógrafo**, desde la corriente No.2 de gasolina - **AE-0101B** - y de la corriente No.3 de LPG - **AE-101C** . El análisis orienta los ajustes requeridos, observando los cambios de temperatura en los intercambiadores involucrados. El análisis debe mostrar los siguientes valores:

	Gasolina	LPG
C2	0.00	1.65
C3	0.00	56.04
C4	3.93	41.52
C5	24.68	0.80
C6	22.72	0.00
C7	17.38	0.00
C8	15.07	0.00
C9	16.22	0.00

El objetivo es maximizar la producción de LPG y esto significa que la columna debe estar operando para obtener las mejores temperaturas posibles todo el tiempo. Debe observarse que los niveles de presión pueden variar y los cambios de temperatura ocurren en la alimentación de NGL a la columna. La inundación de la columna causará incremento de líquidos en las bandejas lo cual dificultará el paso de los vapores producidos.

Si el líquido sube en la columna, el equipo antes de la columna puede sufrir daños por los niveles altos de líquido y la recolección de no condensables. La inundación de la columna puede ser causada por las "válvulas" en las bandejas que no trabajan, acumulación de desechos, fallas en los conductos descendentes o por sobrecalentamiento del reboiler. Esto ocasiona alta presión diferencial

en las bandejas y el líquido tiende a no fluir hacia el fondo. La única forma de corregir el problema es reducir el flujo de entrada de NGL a la columna y verificar las presiones y temperaturas de operación. Como última alternativa detenga el flujo de NGL de entrada a la columna y drene todo el líquido de la columna y bandejas.

Si la temperatura de tope de la columna es muy baja cuando la presión y temperatura en el fondo de la columna son normales, generalmente significa que existe en el tope una concentración de componentes más livianos y más líquidos provenientes de un mayor reflujo. Esto mejora la recuperación de productos líquidos y si hay mayor disponibilidad de calor para despojar los componentes no deseados, entonces se agregará solamente calor adicional al reboiler.

Cuando los intercambiadores de calor dejan de funcionar, habrá menor cantidad de vapor despojador y la temperatura tenderá a disminuir. La mejor indicación de que existen dificultades en el reboiler es la diferencia de temperaturas entre la gasolina extraída y el líquido que retorna a la columna. Cuando muestra un delta de temperatura nulo ó bajo, el reboiler no está operando y puede tener un entrampamiento de vapores. Cuando esto ocurre la temperatura de abajo es más fría que de la salida hacia la columna. Por ejemplo la temperatura de entrada del líquido al reboiler es TI-0305 y regresa a la columna con TIC-0301. Cuando TI-0305 es más bajo que el TIC-0301, la columna tiene demasiado reflujo. Cuando el reboiler deja de funcionar es usualmente causado por un inapropiado funcionamiento del Sistema de aceite caliente o por una falla en el lazo de control.

Cuando no se detecta butano en el producto pentano + entonces también la gasolina deseada está subiendo hacia el tope como LPG. La separación del butano de sus componentes pesados en la columna no es perfecta, de tal manera que se establece un punto de control específico. En este caso una pequeña cantidad de butano es permitido que salga del fondo de la columna con el producto líquido pentano + . La cantidad de butano en el producto pentano + es el punto de control de la temperatura de fondo de la columna. Si no hay butano en el producto de fondo, entonces el calor en el reboiler debe ser reducido, disminuyendo el set point del TIC-0301.

Cuando la presión de la columna disminuye, el calor que ingresa al reboiler debe ser reducido ó el pentano en el tope de la columna se incrementará. Siempre que la presión de la columna disminuye, se forman más vapores internos y la condensación de los componentes más pesados en el líquido sobre las bandejas se mueven mas hacia arriba de la columna permitiendo eventualmente que más pentanos vayan hacia el tope. Nuevamente el set point del TIC-0301 debe ser reducido.

El aumento de la temperatura de tope de la columna, cuando la presión y el ingreso de calor son constantes, significa que una de las dos corrientes de alimentación de la columna se ha calentado ó el volumen de líquido ha disminuido. Verifique la presión en el "LPG column reflux accumulator".

Cuando las bandejas y los conductos descendentes del líquido no están "sellados con líquidos", el vapor que fluye hacia arriba tomará la vía de menor resistencia y las bandejas de derivación.

Cuando ésto ocurra, la separación del butano de los componentes pentano + se hará más difícil.

Cuando el análisis muestre alto pentano en la corriente de tope y alto butano en el producto líquido y la acción de corrección normal no mejora la separación, no deje de considerar un problema de bandeja. El problema puede ser ocasionado por restos del montaje ó la acción de altos vapores del reboiler que alimenta la columna. Si son despojos de la construcción se debe ingresar a la columna para inspeccionar las bandejas y conductos descendentes

4.3 LPG COLUMN REBOILER:

El **reboiler** es un intercambiador de calor horizontal con los líquidos del proceso fluyendo por el casco y el aceite caliente por los tubos. El propósito del intercambiador es calentar los líquidos y evaporar los componentes más livianos a 363° F ó a más para proporcionar el calor requerido en el apropiado fraccionamiento de los líquidos en la columna.

Especificaciones:

capacidad 5.00 MM BTU/HR
presión de trabajo máximo: casco 240 psig a 550°F
tubos 125 psig a 600°F

Variables:

el proceso considera las siguientes variables:

LT-0301 Transmisor nivel del reboiler : a 1'-8" fondo del casco
LAL-0301Alarma bajo nivel del reboiler : a 1'-5" fondo del casco
LAH-0301Alarma alto nivel del reboiler : a 2' encima del seam
PI-0301 Presión del reboiler : 175 psig

TE-0301 Temperatura salida del reboiler : 363°F
TAH-0301 Alarma alta temperatura : set . 370°F
TAL-0301 Alarma baja temperatura : set . 255°F
TI-0302 Ingreso hot oil al reboiler : 550°F
TI-0303 Salida hot oil del reboiler : 425°F
FE-0301 Elemento flujo hot oil : 178 gpm
FI-0301 Indicador flujo hot oil : 178 gpm
LSLL-0303 Shutdown nivel muy bajo : a 1'-3" fondo del casco (para la bomba de gasolina, cierra la TV-0301, cierrala UV-0201)

En una Parada de Planta - **PSD** - el sistema de aceite caliente continúa operando. La válvula de control TV-0301 se cierra y la salida del controlador TIC-0301 aumentará para abrir la válvula de control **FV-0801**. La operación de la planta requerirá que el controlador TIC-0301 se poseione en "MANUAL" antes de reconocer el PSD en el diagrama de shutdowns del PLC; esto previene el choque térmico en el intercambiador de tubos y casco.

4.4 LPG COLUMN REFLUX CONDENSER:

Está diseñado para enfriar los vapores del tope de la columna desde 144°F a 120°F. Una vez que los vapores calientes son enfriados, los líquidos condensados son separados de los no condensables en el "LPG column reflux accumulator".

Especificaciones:

capacidad : 4.6 MM BTU/HR
presión de trabajo máximo: 250 psig a 400°F

Instrumentos:

TW-0401 Temperatura ingreso al enfriador : 144°F
TE-0401 Temperatura salida del enfriador : 120°F
VSHH-0401A/B Shutdown por alta vibración (apaga motores)
VAHH-0401A/B Alarma por alta vibración en el PLC.

4.5 LPG COLUMN REFLUX ACCUMULATOR:

Los vapores del tope de la columna y condensados en el "LPG column reflux condenser" fluyen al "LPG column reflux accumulator", donde los líquidos y vapores no condensables son separados. Los vapores no condensables son dirigidos al "FLARE" y los líquidos son enviados por las "reflux pumps" hacia la columna como **reflujo** para ayudar al fraccionamiento y/o van a los bullets de almacenamiento de LPG.

Especificaciones:

diámetro interior : 42"
largo : 15'-0" S.S.
presión de trabajo máximo: 240 psig a 175°F

Variables:

durante el proceso son las siguientes:

LG-0401 Vaso visor del acumulador
LSL-0401 Nivel bajo del acumulador : a 1'-10" del fondo del acumulador
PI-0401 Presión del acumulador : 168 psig
PT-0401 Transmisor presión acumulador: 168 psig
LSLL-0402 Nivel muy bajo del acumulador: a 1'-2" del fondo del acumulador
LALL-0402 Alarma nivel muy bajo del acumulador: anuncia en el PLC

4.6 LPG COLUMN REFLUX PUMPS:

Las bombas de reflujo son dos, tipo centrífugas, suministradas como un medio para retornar líquidos como "reflujo" a la columna. La presión de reflujo es de 240 psig con un flujo de 65 gpm, para entregar a la bandeja No. 1 de la columna.

Especificaciones:

servicio máximo 135 gpm a 70 psigD

Variables:

para el proceso son las siguientes:

FO-0401 Plato fijo de orificio flujo mínimo : 95 gpm
PI-0402/403 Presión descarga bombas A/B : 235 psig
FO-0406/407 Orificio sello de bombas A/B : sin flujo
LG-0406/407 Vaso visor sello de bombas A/B
PI-0406/407 Presión fuga sello de bombas A/B : 0 psig
PSHH-0402/403 Shutdown (PLC) falla sello bombas:25 psig (detiene bombas A/B)
PAHH-0402/403 Alarma (PLC) falla sello bombas A/B

Las bombas de reflujo tienen filtros que pueden restringir el flujo. Cuando arranque la bomba asegúrese que la unidad no tiene vapores y las válvulas de entrada y salida están abiertas

4.7 LPG STORAGE BULLETS:

Los bullets de LPG proporcionan el medio para almacenar LPG antes de su reparto. Los tres primeros bullets pueden ser utilizados como un almacenamiento adicional para el NGL procedente de la Planta de Gas (18-2401 al 18-2403). Estos tres bullets están unidos por tuberías de equalización que los conectan al Surge tank 16-0713.

Especificaciones:

diámetro interior 131 7/8"
longitud 88' - 10" OAL
capacidad 60000 GA
presión de trabajo máximo 248 psig a 150°F

Variables:

para el proceso son las siguientes:

PIC-0501 Control presión de bullets : a 200 psig
LI-0501 al 0517 Indicador nivel de bullets
No existen shutdown asociados a los bullets.

4.8 LPG LOADING PUMPS:

Las bombas de despacho de LPG son dos, tipo centrífugas, proporcionadas como un medio de cargar los líquidos de LPG hacia las cisternas. La presión del líquido se incrementa a 175 psig con un flujo de 300 gpm de entrega.

Especificaciones:

capacidad de flujo 300 gpm a 50 psigD.a las bombas.

Variables :

para la operación son las siguientes:

PI-0518/0519 Presión descarga bombas A/B : 175 psig.
No existen shutdown asociados con las bombas.

Las bombas tienen filtros que pueden restringir el flujo. Cuando arranque las bombas asegúrese que no tengan Vapor y las válvulas de entrada y salida estén abiertas.

4.9 LPG ODORIZING PACKAGE:

El sistema de inyección de odorizante consiste en una unidad controlada electroneu-máticamente, la cual inyecta automáticamente una cantidad exacta de odorizante en la corriente de gas basado en la calibración de un temporizador neumático. El sistema completamente integrado depende de un voltaje de entrada continuo que energice una válvula solenoide de dos vías, a 110 VAC, para suministrar presión de gas al temporizador neumático.

El paquete está provisto de un tanque vertical de almacenamiento de odorizante con 200 GA, según el ASME, con indicador de nivel y válvulas de seguridad integrales necesarias para el llenado, transferencia y drenaje.

La bomba utiliza las válvulas check de succión y descarga conjuntamente con el desplazamiento de unos fuelles dentro del medio hidráulico, para inyectar odorizante en el interior de la tubería. Cuando una ráfaga de gas suficiente para superar la presión del ducto es transferido al cilindro de la bomba, propulsionará el émbolo a través de dos conductos de sellos dentro del medio hidráulico, el cual a su turno desplazará los fuelles.

Esta presión hidráulica es transferida a través de la cámara del odorizante y activa respectivamente las válvulas check de entrada y descarga para lograr el flujo a través de la bomba.

Variables:

durante el despacho son las siguientes :

PI-0520 Presión de descarga del odorizante : 200 psig
PRV- Suministro de Nitrógeno : set point 15 psig
PI- Presión de Nitrógeno : 15 psig

No existen shutdown asociados al paquete del Deodorizante.

4.10 GASOLINE PIPELINE PUMPS:

Las bombas de envío de gasolina son dos, tipo centrífugas, provistas con la finalidad de transferir el producto líquido a la Refinería de Pucallpa por un oleoducto. La presión de descarga es de 245 psig con un flujo de 75 gpm .

Especificaciones:

servicio de 75 gpm a 75 psigD.

Variables:

para el proceso son las siguientes:

FO-0202 Plato fijo de orificio flujo mínimo : 40 gpm
PI-0201/0202 Presión descarga bombas A/B : 250 psig
FO-0206/0207 Plato orificio sello bombas A/B : sin flujo
LG-0206/0207 Vaso visor de nivel sello bombas A/B
PI -0206/0207 Presión sello bombas A/B : 0 psig
PSHH-0201/0202 Shutdown falla sello bombas A/B: calibra do a 25 psigD (detiene bombas A/B)
PAHH-0201/0202 Alarma en el PLC falla sello bombas A/B

Las bombas tienen filtros y pueden restringir el flujo. Cuando arranque las bombas asegúrese que la unidad esté purgada de vapores y las válvulas de succión y descarga estén abiertas.

4.11 FUEL GAS SCRUBBER:

Se provee para separar el agua y/o hidrocarburos líquidos que pudieron haber ingresado desde la tubería del fuel gas. Se instaló una malla en el separador para aumentar la formación de gotas de líquido, las cuales caerán al fondo del separador y serán drenadas automáticamente al sistema de drenaje cerrado.

El scrubber proporciona fuel gas al: tanque de aceite como "Blanket gas"
horno de aceite como "fuel gas"
piloto del flare como "fuel gas"

Especificaciones:

diámetro exterior 24"
altura 8'-0" S.S.
presión de trabajo máximo : 250 psig a 150°F.

Variables:

durante el proceso son las siguientes:

DANIEL flow solar : p.e. medidas de consumo del fuel gas
LG-0601 Vaso visor líquidos separados
LC-0601 Control nivel líquidos : 2'-0" encima del fondo
LSH-0603 Alto nivel líquidos : 2'-9" encima del fondo
LAH-0603 Alarma en el PLC : alto nivel líquidos
PI-0602 Presión en el scrubber : 75 psig

PIC-0601 Lazo de control suministro fuel gas: a 75 psig
TI-0602 Temperatura del fuel gas: 112°F
LSHH-0602 Shutdown muy alto nivel líquidos: 3'-6" encima del fondo (cierra PV-0601 y apaga el horno del aceite)

LAHH-0602 Alarma en el PLC : muy alto nivel en el scrubber.

Es importante reposicionar la válvula solenoide PY-0601 después de una parada de planta; el suministro de fuel gas es la única fuente disponible para mantener encendido el piloto del flare; además la válvula **PCV-0901** antes del scrubber debe estar actuando.

4.12 HOT OIL SURGE TANK:

El sistema de aceite caliente es un circuito cerrado que utiliza aceite **THERMINOL 55** ó un medio equivalente como aceite para calentamiento. El hot oil surge tank es el que almacena el aceite caliente. El aceite de calentamiento es bombeado desde este recipiente hacia el horno donde es calentado antes de ser enviado al "reboiler" y luego retorna al tanque de aceite caliente.

El tanque opera a 10 psig y a una temperatura de 420°F. Está provisto de una línea de 2" para llenar el aceite.

Especificaciones:

diámetro exterior 66"
longitud 13'- 8" S.S.
presión de trabajo máximo 125 psig a 550°F.

Variable:

durante la operación son los siguientes:

LG- 0701 Vaso visor nivel de aceite
LSL-0701 Bajo nivel de aceite : a 2'-6" del fondo
LAL-0701 Alarma en el PLC bajo nivel de aceite
PI-0701 Presión en el tanque : 10 psig
PCV-0702 Presión del blanket gas : a 10 psig
PCV-0701 Venteo gases del tanque al flare : a 25 psig
LSLL-0702 Shutdown nivel muy bajo de aceite : a 1'-6" del fondo (detiene las bombas y el horno de aceite)
LALL-0702 Alarma en el PLC nivel muy bajo de aceite

4.13 HOT OIL PUMPS:

Las bombas de aceite caliente están instaladas para circular el aceite caliente desde el tanque vía el horno de aceite hacia el "reboiler". Cada bomba está diseñada para enviar 180 gpm. Normalmente una bomba está en servicio y la otra en espera. Son de tipo vertical y poseen un filtro en la succión y una válvula check en la descarga.

Especificaciones: servicio de 180 gpm a 60 psigD.

Variables:

durante la operación son las siguientes:

FE/FT-0801 Elemento/transmisor flujo mínimo : a 175 gpm
PI-0702/0703 Presión descarga bombas A/B : 70 psig
FO-0706/0707 Flujo en sello bombas A/B : no hay flujo
LG-0706/0707 Vaso visor nivel sello bombas A/B
PI-0706/0707 Presión en sello bombas A/B : 0 psig
PSHH-0701/0702 Shutdown alta presión falla sello bombas A/B: a 25 psigD (detiene bombas A/B).
PAHH-0701/0702 Alarma en el PLC alta presión falla sello bombas A/B .

La válvula check de 4" en la descarga de las bombas tienen un agujero de 1/8" en la lengüeta. El agujero de pase mantiene a la bomba en espera con temperaturas de operación para prevenir los choques térmicos cuando se alternen las bombas en la operación.

Practique seguridad y esté conciente de los peligros del aceite caliente cuando trabaje alrededor de las bombas.

Las bombas están provistas con filtros en la succión para proteger las partes internas de despojos. Cuando arranque las bombas asegúrese que estén purgadas de vapor y las válvulas de la succión y descarga estén abiertas.

4.14 HOT OIL HEATER:

El fuel gas quemado en el horno de aceite es suministrado para proporcionar la carga total de calor a una temperatura de diseño de aproximadamente 620°F. El horno de aceite está diseñado con una "sección radiante" que contiene dos quemadores y una "caja superior de convección" en la transición a la chimenea el cual sirve como un precalentador. Los quemadores utilizan el fuel gas y el sistema de quemado incluye un "panel local de operación" para automatizar la secuencia en el arranque, monitoreo y las paradas por los controles del horno.

Un "soplador" acoplado al horno es suministrado para efectos del purgado.

El horno de aceite caliente está diseñado para recibir el aceite en el haz de tubos de la sección convectiva. El aceite caliente va pasando a la sección radiante para el control de la temperatura final. La sección radiante contiene una serie circular de tubos en "U" instalados al rededor de la pared interior del horno. Los dos quemadores, piloto y principal, están ubicados en el centro del horno y están provistos de válvulas de bloqueo para aislarlos.

Especificaciones:

servicio 5.75 MMBTU/HR
presión de trabajo máximo : 125 psig a 650° F.

Variables:

durante el proceso son las siguientes:

FE/FT-0801 Flujo aceite caliente al horno : 175 gpm
PI-0801 Presión fuel gas al horno : 25 psig
PI-0802 Presión fuel gas piloto del horno: 2 psig
PI-0803 Presión fuel gas quemador principal: 8" agua
PCV-0801 Válvula control fuel gas al horno: a 25 psig
PCV-0802 Válvula control fuel gas al piloto: a 2 psig
PCV-0805 Válvula control fuel gas quemador principal: a 8" agua
TI-0801 Temperatura aceite caliente al horno: 305°F
TE-0802 Temperatura aceite caliente del horno: 600°F
TE-0803 Temperatura chimenea del horno : 900°F
TW-0804 Temperatura aceite caliente del horno: 600°F
PDSH-0804 Presión diferencial alta del soplador :
FSHH-0801 Shutdown flujo muy alto aceite caliente al horno: a 250 gpm (detiene bomba, cierra UV-0801, cierra UV-0802 A/B y UV-0803 A/B, abre UV-0802 C y UV-0803 C, apaga el horno)
PSHH-0801 Shutdown muy alta presión del fuel gas al quemador principal: a 28" agua (cierra UV-0801, cierra UV-0802 A/B y UV-0803 A/B, abre UV-0802 C y UV-0803 C, apaga el horno)
PSLL-0802 Shutdown muy baja presión del fuel gas al quemador principal: a 10 psig (igual al PSHH-0801)
PSLL-0806 Shutdown muy baja presión del fuel gas al piloto: a 1.5 psig
TSHH-0803 Shutdown temperatura muy alta de la chimenea: a 900° F (igual al PSHH-0801)
TSHH-0802 Shutdown temperatura muy alta aceite caliente desde el horno : a 620° F (igual al PSHH-0801)
BE/BSLL-0801 Shutdown falla llama del horno (igual al PSHH-0801)
BE/BSLL-0802 Shutdown falla llama del horno (igual al PSHH-0801)

Deben tomarse precauciones de seguridad cuando opere este equipo. Es un horno que quema fuel gas el cual debe ser purgado y preparado apropiadamente antes de encender los quemadores. Se deben evitar sobrecalentamientos del equipo.

El aceite caliente que sale del horno a 600°F es un peligro para el personal. Use el equipo apropiado y abra las válvulas necesarias.

4.15 FLARE SEPARATOR:

El "flare separator" es parte del sistema del flare de la planta y está en el sistema de drenaje cerrado. El flujo principal al flare va desde la parte frontal de la Planta de fraccionamiento hasta éste

equipo.. Este recipiente recibe todos los materiales de las válvulas de alivio y venteo al sistema del flare. Los líquidos que van al recipiente son separados y acumulados. Una alarma de alto nivel enciende la bomba del flare separator, la cual transfiere los líquidos acumulados al tanque de "slop oil". Los vapores separados son conducidos al flare para ser quemados.

Especificaciones

diámetro : 54"
longitud : 20'-0" S.S.
presión de trabajo máximo : 50 psig a 300°F

Variables:

durante el proceso son las siguientes:

FI-0901 Flujo de fuel gas al ducto del flare : 41 SCFH
LG-0901 Vaso visor en el flare separator
LT-0901 Transmisor de nivel del flare separator
LSL/H-0901 Niveles alto y bajo del flare separator : arranque/parada de la bomba
PCV-0901 Válvula control fuel gas ducto del flare: 15"agua
PCV-0904 Válvula control fuel gas ducto del flare: 75 psig
PI-0901 Presión fuel gas al ducto del flare :15"agua
PI-0902 Presión del flare separator
No existe shutdown del equipo.

Los líquidos y vapores deben separarse, quedando los líquidos acumulados en la parte baja. Es muy importante prevenir el transporte de líquidos al flare, una excesiva acumulación de líquidos es potencialmente peligroso y debe ser investigado.

4.16 FLARE:

El "flare" es un sistema de antorcha elevada extendida con una chimenea y descarga a una altura total de 75' con un diámetro nominal de 8". El ducto cilíndrico de acero inoxidable dotado de orejas de levantamiento para ayudar en el montaje. Las orejas de levantamiento sirven también como una retención de llama actuando como un cuerpo de retención en la corriente del gas principal causando la formación de turbulencias lo cual ayuda a mantener la ignición y asegura una llama estable. El cortaviento está instalado para crear una zona quieta en la punta de salida y reducir los problemas debido al desgaste y el lavado de la llama.

Los equipos principales que componen el sistema del flare son los siguientes:

- punta del flare no asistida FN-8 con un piloto.
- chimenea del flare soportada con vientos
- tablero de monitoreo/ignición del piloto.

Especificaciones:

servicio : 55000 libras/hora
diámetro interior : 10"
altura : 75'-0" S.S.

Variables:

durante el proceso son las siguientes:

PCV-0902 Válvula control presión fuel gas piloto: 5 psig
PI-0904 Presión del fuel gas al piloto: 5 psig
Monitorea el flare por llama apagada.No permitirlíquidos en el interior de la chimenea del flare.

4.17 FLARE SEPARATOR PUMP:

La bomba del separador de flare se proporciona para mover los líquidos del drenaje abierto y cerrado (por ejemplo agua, aceites, etc.) desde el separador hacia el tanque de slop.

Especificaciones : servicio 30 gpm a 40 psig.

Variables:

durante la operación son las siguientes:

FO-0902 Flujo plato orificio fijo descarga bomba
LT-0901 Transmisor de nivel; normalmente sin nivel
LG-0901 Vaso visor nivel del flare separator
PI-0902 Presión del flare separator: atmosférico
PI-0903 Presión descarga de la bomba : 40 psig
FO-0906 Flujo plato orificio sello bomba: sin flujo
LG-0906 Vaso visor nivel sello bomba
PI-0906 Presión sello de la bomba : 0 psig
PSHH-0901 Shutdown presión muy alta sello bomba: 25 psigD (detiene bomba del separador)
PAHH-0901 Alarma en el PLC falla sello muy alta presión.
La bomba está provista de un filtro en la succión

4.18 SLOP OIL TANK:

El tanque de slop está previsto para recolectar aceites hidrocarburos del separador de flare, vía la bomba del separador. Los líquidos hidrocarburos provienen del sistema de drenaje cerrado y abierto del proceso de la planta.

Especificaciones : capacidad 100 BB

Variables:

durante el proceso son las siguientes:

LI-0902 Indicador de nivel del tanque slop
No existe shutdown al proceso.

4.19 INSTRUMENT AIR PACKAGE:

ea el manual de operación de Mc Kenzie Equipment Co. para el arranque, operación y mantenimiento, información e instrucciones.

El paquete de aire para los instrumentos de la planta proporciona aire a 120 psig. Los compresores descargan a través de un enfriador de aire forzado hacia el tanque de almacenamiento. Una línea de 2" para el servicio de la planta recibe el aire del tanque de almacenamiento. El aire desde el tanque fluye a través de uno de los dos pre-filtros de los secadores de aire donde se remueve la humedad del aire hasta el punto de rocío de - 40°F a 140 psig y 118°F. Luego el aire de instrumentos fluye a través de uno de los dos filtros posteriores al cabezal (manifold) de aire de instrumentos.

Se proporcionan dos compresores de aire para los instrumentos. Son compresores **QUINCY** modelo **QSB-40** con motores eléctricos de 40 HP a 460 VAC- trifásicos-60 Hz. Cada unidad produce 75 SCFM a 125 psig en la descarga.

Especificaciones:

servicio : 75 SCFM a 125 psig
capacidad del tanque de aire: 200 GA (diámetro exterior 30"; altura 72" S.S.)
presión de trabajo máximo : 200 psig a 120°F

Variables:

durante el proceso son las siguientes:

PI-1001 Presión del aire instrumentos : 120 psig
PSL-1001 Presión baja aire instrumentos: 90 psig
PAL-1001 Alarma en el PLC presión baja aire instrumentos
UA-1001 Alarma en el PLC, del paquete de aire
PSLL-1002 Shutdown muy baja presión aire de instrumentos : 75 psig (parada de planta)
PALL-1002 Alarma en el PLC muy baja presión aire de instrumentos
UDA-1002 Alarma en el PLC: unidad parada.

Ambos compresores tienen descargadores de volumen calibrados a 125 psig. Cuando la presión de descarga alcanza 125 psig los compresores se descargan y continúan funcionando. Cuando la unidad seleccionada en LEAD descarga en 125 psig, se carga automáticamente cuando la presión de descarga disminuye a cerca de 115 psig. Si la presión de descarga decrece continuamente a cerca de 110 psig, la unidad en LAG se arranca automáticamente y se descarga a 125 psig; continuará funcionando hasta que se detenga manualmente.

4.20 FIREWATER STORAGE TANK:

El tanque de almacenamiento de agua contraincendio está previsto como un reservorio y una fuente de alimentación que ayude a mantener los equipos en estado frío y no estén involucrados directamente en el incendio.

Especificaciones:

capacidad 5000 BB

Variables:}

durante el proceso son las siguientes:

LI-1101 Indicador de nivel en el tanque

No existe shutdown asociado al equipo.

Es muy importante para la operación mantener un nivel suficiente en el tanque, se recomienda una inspección diaria de rutina para localizar fugas.

4.21 FIREWATER PUMP PACKAGE:

El equipo de bombeo de agua contraincendio está diseñado de acuerdo a los requerimientos de la NFPA No. 20. La bomba es accionada por un motor diesel, la cual envía la necesaria cantidad de agua y presión para mantener la protección contra incendio.

El sistema de bombeo está compuesto de los siguientes equipos:

- Bomba contraincendio
- Motor diesel
- Controlador
- Bomba Jockey
- Distribución de energía eléctrica
- Accesorios de bomba e instrumentos.

Especificaciones:

servicio 1500 gpm a 150 psigD

Variables:

durante la operación son las siguientes:

PI-1002 Presión descarga de la bomba : 180 psig

Verifique el estado de posición de las válvulas manuales antes de arrancar la bomba. Ceba la bomba antes de arrancarla, utilizando el cople del manómetro para purgar los vapores. La bomba está provista de un filtro en la succión.

4.22 FIREWATER JOCKEY PUMP:

La bomba jockey contraincendio es centrífuga tipo vertical, suministrada para enviar agua desde el tanque de almacenamiento a los 7 monitores localizados en toda el área de la planta de fraccionamiento.

Especificaciones:

servicio 25 gpm a 100 psigD

Variables:

durante el proceso son las siguientes:

PSL/H-1101 Presión descarga alta/baja:

arranca cuando cae a 75 psig

se detiene cuando llega a 100 psig

PI-1101: Presión descarga: 100 psig

Verifique el estado de posición de las válvulas manuales (abierto/cerrado) antes de arrancar la bomba . Cebe la bomba antes de arrancarla, utilizando el acople del manómetro para purgar los vapores. La bomba está provista de un filtro en la succión.

ASUNTO: PUESTA EN MARCHA DE LA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO

1. SISTEMAS OPERATIVOS:

Los siguientes sistemas deben estar operando:

HOT - OIL	: circulando aceite caliente por la FV-0801 (100 % abierta) aproximadamente a 450°F
NGL SURGE TANK	: nivel mínimo: 2'-0" nivel normal: 3'-6" nivel máximo: 4'-0" presión normal: 60 psig temperatura: 70° F
FUEL GAS	: presión normal: 75 psig presión antes PV-0601: aprox. 700 psig
INSTRUMENT AIR	: presión normal: 120 psig
FLARE	: encendido
FLARE SEPARATOR	: nivel mínimo: 0 % nivel máximo en AUTO: 20 %

2. POSECCIONAMIENTO DE CONTROLADORES Y VALVULAS:

TAG No.	SERVICIO	POSICION
UV - 0101	Entrada NGL al meetering skid	Abierta
Válvula 2"	By-pass de la UV-0101	Cerrada
LIC - 0101	NGL Surge tank 16-0713	AUTO SET. 30 %
PIC - 0101	Entrada NGL al meetering skid	AUTO SET. 125 psig
PIC - 0102	NGL Surge tank 16-0713 al flare	AUTO SET. 200 psig
Válvula 1 ½"(2)	Antes y después de PV-0102	Abiertas
Válvula 1"	By-pass de la PV-0102	Cerrada
FIC - 0102	NGL make-up pump: flujo mínimo	AUTO SET. 40 gpm
Válvula 2" (2)	Antes y después de FV-0102	Abiertas
Válvula 1"	By-pass de la FV-0102	Cerrada
FIC - 0104	NGL al LPG Column feed heater	AUTO SET. 121 gpm
Válvula 4" (2)	Antes y después de FV-0104	Abiertas
Válvula 3"	By-pass de la FV-0104	Cerrada
Válvula 4" (4)	NGL make-up pumps A/B: succión/descarga	Abiertas
Válvula ¾"(4)	Drenes de NGL make-up pumps A/B	Cerradas
UV - 0201	Salida gasolina a la Refinería	Cerrada
LIC - 0301	Nivel reboiler con el Gasoline meetering skid	AUTO SET. 30 %
Válvula 3" (2)	Antes y después FO-0202	Abiertas
Válvula 3" (4)	Gasoline pumps A/B : succión/descarga	Abiertas
Válvula ¾"(4)	Drenes de Gasoline pumps A/B	Cerradas
FIC - 0302	Reflujo a la LPG column	AUTO SET. 65 gpm
Válvula 2" (2)	Antes y después de FV-0302	Abiertas
TIC - 0301	Hot-oil entrada al reboiler	MANUAL
Válvula 2" (2)	Antes y después de TV-0301	Abiertas
Válvula 2"	By-pass de la TV-0301	Cerrada
Válvula 4"	Salida hot-oil desde el reboiler	Abierta
Válvula 2" (2)	Drenes del reboiler	Cerradas
PIC - 0401	LPG a los LPG bullets	AUTO SET. 168 psig
Válvula 3"	LPG a los LPG bullets	Abierta
Válvula 2" (2)	Antes y después de la PV-0401 A	Abiertas
Válvula 2"	By-pass de la PV-0401 A	Cerrada
Válvula 1" (2)	Antes y después de la PV-0401 B	Abiertas

Válvula 1"	By-pass de la PV-0401 B	Cerrada
TIC - 0401	Salida LPG del Reflux condenser	AUTO SET. 120° F
Válvula 4" (4)	LPG column reflux pumps A/B: succión/descarga	Abiertas
Válvula ¾" (4)	Drenes de LPG reflux pumps	Cerradas
Válvula 2"	Flujo mínimo retorno LPG column accumulator	Abierto
UV - 0501	LPG a los camiones cisterna	Cerrada
PIC - 0501	LPG bullets al flare	AUTO SET. 200 psig
Válvula 2" (2)	Antes y después de la PV-0501	Abiertas
Válvula 2" (17)	Ingreso LPG a los LPG bullets	Abiertas
Válvula 2" (17)	Vapores de LPG desde los LPG bullets	Abiertas
Válvula 6" (17)	Salida LPG de los LPG bullets	Cerradas
Válvula 6"	Aislamiento de los LPG bullets	Abierta
Válvula 6" (4)	LPG loading pumps A/B: succión/descarga	Abiertas
Válvula ¾" (4)	Drenes de LPG loading pumps	Cerradas
PIC - 0601	Fuel gas al scrubber	AUTO SET. 75 psig
Válvula 2" (2)	Antes y después de la PV-0601	Abiertas
Válvula 1"	By-pass de la PV-0601	Cerrada
LC - 0601	Nivel en el scrubber	AUTO SET. 2'-0"
Válvula 1" (2)	Antes y después de la LV-0601	Abiertas
Válvula 1"	By-pass de la LV-0601	Cerrada
PCV - 0702	Blanket gas al hot-oil surge tank	SET. 10 psig
Válvula 1" (2)	Antes y después de la PCV-0702	Abiertas
PCV - 0701	Venteo hot-oil surge tank al flare	SET. 25 psig
Válvula 1" (2)	Antes y después de la PCV-0701	Abiertas
Válvula 4" (4)	Hot-oil pumps A/B : succión/descarga	Abiertas
Válvula ¾" (6)	Drenes del hot-oil pumps A/B	Cerradas
UV - 0801	Hot-oil al heater	Abierta
Válvula 6"	Hot-oil desde el heater	Abierta
Válvula 1"	Dren del hot-oil desde el heater	Cerrada
FIC - 0801	Hot-oil al heater : flujo mínimo	AUTO SET. 175 gpm
Válvula 3" (2)	Antes y después de la FV-0801	Abiertas
Válvula 2"	By-pass de la FV-0801	Cerrada
Válvula 2"	Fuel gas al hot-oil heater	Abierta
Válvula 2" (2)	Flare separator pump: succión/descarga	Abiertas
Válvula 1"	Fuel gas al flare	Abierta

3. INCREMENTANDO LA PRESION:

Abra lentamente la válvula by-pass de la UV-0101 e incremente la presión a 125 psig aproximadamente. Opere en MANUAL el PIC-0101 y abra la válvula PV-0101.

Esto permitirá que llene el NGL Surge tank 16-0713 con líquidos para procesar.

Este es un proceso lento, pero permite a la operación para verificar fugas y la operación de los controles de instrumentos.

La siguiente etapa es empezar aumentando niveles de líquidos, presiones y mover el líquido a través de los sistemas por la acción de las NGL make-up pumps. Una vez que el líquido ha sido establecido en la columna LPG, el reboiler y se ha estabilizado, el hot-oil es el siguiente sistema ha iniciar. La circulación de hot-oil proporciona el calor requerido para iniciar el tránsito de vapor a través de la columna de LPG. Los vapores calientes del tope entonces podrán ser condensados en el "LPG column reflux accumulator" utilizando el "LPG column reflux condenser". El controlador de temperatura TIC-0401 calibrado a 120 °F en AUTO gobernará las persianas del condensador. En el acumulador empezará a formarse el nivel de líquido por el "LPG column reflux condenser". Para verificar la operación de las "LPG column reflux pumps", abra la válvula manual de 2" antes del FO-0401 en la línea de flujo mínimo. Luego arranque una bomba de reflujo, esto ayudará a establecer un nivel de líquido normal. Cuando se ha establecido un nivel de líquido normal, posicione en AUTO el controlador de reflujo FIC-0302 calibrado en 65 gpm. Sin embargo, antes de posicionar en AUTO, abra lentamente en MANUAL la válvula FV-0302. Mantenga el nivel del acumulador con un flujo mínimo utilizando la válvula manual de 2" antes del FO-0401. Entonces cierre lentamente la válvula de 2" una vez que el nivel de líquido normal se mantiene con un reflujo fijo y se establezca una velocidad de vapores condensados procedentes del tope de la columna.

Una vez que la columna de LPG entre lentamente en servicio con un régimen de ingreso de líquido, temperatura de fondo, reflujo y el nivel de acumulador estable, será el momento para iniciar el envío de productos líquidos: gasolina a la Refinería y LPG a los bullets correspondientes.

El envío de gasolina a la Refinería será mediante las "gasoline pipeline pumps" y el envío de LPG será con las "LPG column reflux pumps". La línea de gasolina a la Refinería necesitará ser llenada lentamente abriendo y cerrando la UV-0201 y con el control en MANUAL de la LV-0301.

Una vez que se hayan establecido los líquidos en los LPG bullets, será el momento para despacharlos en camiones cisterna utilizando las "LPG loading pumps". Posecione el PIC-0501 en 200 psig en AUTO. El envío del líquido para el transporte requiere de un odorizante a ser inyectado en el producto antes del despacho. Cuando se arranca la bomba de carga, se enciende una bomba de odorizante para la inyección. El personal debe referirse al Manual de operación de la estación de odorizante antes de la puesta en servicio.

En este estado la Planta de Fraccionamiento está operando en AUTO de acuerdo a los siguientes controladores:

TAG No.	SERVICIO	POSICION
UV - 0101	Entrada NGL a la planta	Abierto
Válvula 2"	By-pass de UV-0101	Cerrada
UV - 0201	Gasolina a la Refinería	Abierta
UV - 0501	LPG a camiones cisterna	Abierta
UV - 0801	Hot-oil al heater	Abierta
FIC - 0102	Flujo mínimo NGL make-up pump	AUTO SET. 40 gpm
FIC - 0104	NGL al LPG column feed heater	AUTO SET. 121 gpm
FIC - 0302	Reflujo a la columna	AUTO SET. 65.5 gpm
FIC - 0801	Flujo mínimo de hot-oil	AUTO SET. 175 gpm
LIC - 0101	Nivel NGL Surge tank 16-0713	AUTO SET. 30 %
LIC - 0301	Nivel LPG column	AUTO SET. 30 %
LC - 0601	Nivel fuel gas en el scrubber	AUTO SET. 25 %
PIC - 0101	Ingreso NGL por el metering skid	AUTO SET. 125 psig
PIC - 0102	Salidas NGL bullets al flare	AUTO SET. 200 psig
PIC - 0401	LPG hacia los LPG bullets	AUTO SET. 168 psig
PIC - 0501	Salidas LPG bullets al flare	AUTO SET. 200 psig
PIC - 0601	Fuel gas al scrubber	AUTO SET. 75 psig
TIC - 0301	Hot-oil al reboiler	AUTO SET. 600° F
TIC - 0401	Salida LPG del reflux condenser	AUTO SET. 120° F

Es responsabilidad del personal de operación y mantenimiento balancear los flujos, presiones y obtener las temperaturas de diseño.

Utilice el cromatógrafo AT-0101 y las tres corrientes en servicio.

Las temperaturas de la columna de LPG serán ajustadas de acuerdo al análisis del producto para mantener la planta con las especificaciones requeridas. Es responsabilidad de los operadores el mantener el control de las temperaturas en un rango manejable y recoger todos los productos requeridos. Si las temperaturas de la planta comienzan a fluctuar, no dude de colocar los TIC- s en MANUAL. Cuando las temperaturas de la planta se han nivelado, tome una muestra de las corrientes de líquido primario.

ASUNTO: RESUMEN DE CONTROL DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE FRACCIONAMIENTO

1. PUNTOS DE CALIBRACION (SET POINTS)

Los parámetros de la planta son:

- flujo
- nivel
- presión
- temperatura
- parámetros de operación del calentador de aceite
- miscelaneos.

2. OPERACIONES NORMALES:

ALIMENTACION DE INGRESO DE NGL:

La Planta de Fraccionamiento está diseñada para recuperar líquidos de LPG y gasolina. El líquido NGL proveniente de la Planta de Gas es controlado por presión según el PIC-0101 calibrado a 125 psig, hacia el tanque de almacenamiento de NGL. Este tanque está controlado por el PIC-0102 calibrado a 200 psig y ventilado al flare. La presión normal en condiciones ambientales, 60 psig, provee la presión de succión necesaria para las bombas de NGL make-up las cuales alimentan la columna de LPG.

La alimentación de NGL a la columna de LPG está controlado por flujo por el FIC-0104 calibrado a 121 gpm, con un controlador de restablecimiento LIC-0101, para mantener un nivel mínimo en el tanque de NGL y una protección de flujo mínimo para las bombas make-up a través del controlador de flujo FIC-0102 calibrado a 40 gpm. Los líquidos de NGL entonces son precalentados a través del NGL column feed heater, ocurriendo una vaporización parcial y permitiendo la entrada de líquidos y vapores a la columna. Los vapores ayudan a despojar los líquidos que entran a la columna y caen al fondo. La mayoría de los vapores de despojo son producidos por el LPG column reboiler que controla la temperatura del fondo de la columna con el TIC-0301 calibrado a 363°F.

COLUMNA LPG:

La presión de la columna de LPG se mantiene por el controlador de presión PIC-0401 calibrado a 168 psig, liberando el exceso de presión al flare a través de la válvula de control PV-0401 B. La válvula de control secundaria PV-0401 A envía los excesos de líquido a los LPG bullets. La presión en los LPG bullets se mantiene por el controlador de presión PIC-0501 calibrado a 200 psig, liberando el exceso de presión al flare. Los líquidos LPG entonces son inyectados con un odorizante antes de ser cargados a los camiones cisterna con las LPG loading pumps.

El reflujo está calibrado en 65.5 gpm controlado por el FIC-0302, mejorando la recuperación de butanos y la pureza del producto LPG. El reflujo es básicamente una corriente de gas reciclado el cual está condensado por el LPG column reflux condenser hacia el LPG column reflux accumulator. El reflujo es bombeado a la columna LPG por las LPG column reflux pumps con el exceso de flujo enviado a los LPG bullets.

El nivel de líquido de la columna se mantiene por el LPG column reboiler controlado por el LIC-0301, que gobierna el envío de gasolina a la Refinería. La gasolina es enfriada en un intercambiador cruzado con el líquido NGL de alimentación de entrada a la columna, desde 363° F a 95° F.

NO TRABAJA EL REBOILER:

Los reboilers tipo termosifón pueden dejar de operar si se acumulan hidrocarburos pesados ó metanol en el ducto del equipo. Una línea temporal puede ser conectada al reboiler para suministrar gas hacia la línea de retorno al reboiler. El flujo de gas es establecido dentro del reboiler que no trabaja. Este gas es normalmente llamado "gas lift". El gas lift reduce la densidad de los hidrocarburos en la línea de retorno del reboiler y ayuda a iniciar la acción de termosifón. Otro método es retirando los hidrocarburos pesados no deseados hacia el sistema del closed drain.

Observe que una indicación que no trabaja el reboiler es que las temperaturas de entrada y salida son casi las mismas. Otra indicación sería si la temperatura del fondo de la columna es más alta que la línea de retorno de vapor del reboiler. Esto señala que el líquido está inundando las bandejas, dejando de lado al reboiler.

En resumen, los líquidos de NGL son controlados por la presión del NGL Surge tank y luego controlados por flujo a la columna de LPG. La separación de los líquidos ocurre en la columna con el controlador de presión PIC-0401, el reflujo a la columna calibrado por el FIC-0302 y el control de la temperatura de fondo calibrado por el TIC-0301. Será el cromatógrafo AI-0101 el cual dicte el rendimiento de la columna, analizando la alimentación del líquido NGL por el AE-0101 A, la gasolina a la refinería por el AE-0101 B y el LPG a los bullets por el AE-0101 C. Operaciones efectuará los ajustes necesarios para maximizar el rendimiento de la planta.

Los controladores antes mencionados determinan que tan uniforme opera la planta y consecuentemente debe estar en el modo de control automático cuando esté operando.

Sin un apropiado análisis, el rendimiento de la columna puede ser reducido. Es también importante mantener una apropiada operación de los sistemas del fuel gas y hot-oil. El medio de calentamiento es un factor importante para alcanzar la especificación del producto.

3. OPERACIONES TEMPORALES:

Durante el curso de las operaciones, habrá momentos que la planta opere bajo condiciones anormales. Estas condiciones son temporales y es la decisión del operador que determine cuando tiempo durará éste período.

PARADA DE LA PLANTA DE GAS:

Si se detiene la Planta de Gas, la Planta de Fraccionamiento puede operar por un corto período de tiempo. Si se ha almacenado suficiente NGL antes de la parada planeada, es posible operar la Planta de Fraccionamiento por un período corto de tiempo. Las tuberías instaladas en los primeros LPG bullets, los habilita para el uso de tres bullets en el almacenamiento adicional de NGL.

MANTENIMIENTO:

Durante las operaciones de la planta habrá la necesidad del mantenimiento preventivo de varias partes del equipo. Las válvulas de control pueden alguna vez requerir reparaciones mecánicas y necesitarán ser apartadas para una operación continua de la planta. Las operaciones necesitarán el control manual de la válvula by-pass de la correspondiente válvula de control mientras se mantenga comunicación continua con la sala de control.

4. CONDICIONES DE OPERACIÓN SEGURAS E INSEGURAS:

La Planta de Fraccionamiento está diseñada para operar dentro de ciertos límites de presión y temperatura. El purgado, secado y el procedimiento de arranque descritos son diseñados para una operación segura. Los operadores deben evitar desviarse de estos métodos comprobados. Hay varios métodos diferentes de purgado, secado y arranque de la planta y puede ser posible mejorar los métodos propuestos. Sin embargo, las nuevas técnicas deben ser analizadas minuciosamente con respecto a seguridad y protección del equipo antes de probar el método nuevo.

Cada vez que se detecten fugas de hidrocarburos, deben corregirse inmediatamente. La lógica de PARADA POR EMERGENCIA (ESD) no debe ser desechada, separada ú omitida sin considerar primero todos los resultados posibles. Las paradas (SHUTDOWNS) están para proteger al operador y los equipos y no deben ser ignorados.

Los filtros de protección temporal no deben ser retirados hasta estar seguros que la planta esté libre de desperdicios. Generalmente el filtro de la succión de las bombas debe dejarse en su lugar, a pesar que se les denomina "rejillas temporales".

Las fugas deben ser reparadas inmediatamente puesto que progresivamente se empeorarán a una razón acelerada. Los procedimientos en frío y en caliente deben ser implementados y estrictamente cumplidos tan pronto como el gas sea admitido en la planta.

Las válvulas de alivio de presión , PSV, nunca deben ser retiradas del servicio mientras la unidad esté operando, excepto cuando haya una PSV en reserva para proteger la planta.

Llamas abiertas y/o dispositivos de arco no son permitidos en áreas donde el equipo está siendo purgado bajo ninguna circunstancia.

5. ACCIDENTES, COMO REFERENCIA:

Las causas más comunes de accidentes en plantas de procesamiento de gas natural y almacenamiento de hidrocarburos líquidos es por el error del operador y por desviaciones de los procedimientos seguros de operación establecidos. Esto es inicialmente verdadero durante los trabajos de construcción y mantenimiento. El operador debe concentrarse inicialmente en las fuentes de peligro.

En las plantas modernas de NGL y LPG, con la tecnología de fraccionamiento empleado, los peligros se reducen significativamente por lo siguiente:

- menores cantidades de líquidos en stock.
- los líquidos del proceso tienen presiones de vapor más altas
- los líquidos del proceso están por debajo de su punto de inflamación.
- las superficies están por debajo del punto de temperatura de auto-encendido de los líquidos del proceso.

Las consecuencias de las circunstancias anteriores está en que las fuentes de peligro en las plantas de fraccionamiento son a menudo desviaciones significativas de los puntos anteriores.

En plantas de fraccionamiento las más significantes fuentes de peligro están cuando existen stocks grandes de líquidos hidrocarburos. Los tanques deben situarse en forma segura y suficientemente alejados de la unidad.

Para que el contenido de los tanques se convierta en un peligro activo, debe haber una fuga ó derrame en los alrededores. Esto puede ocurrir como resultado de un error del operador, fuego ó un daño mecánico al tanque.

6. PROCESO DE FRACCIONAMIENTO:

La planta siempre deberá contar con la posibilidad de variar el calor de entrada a través del horno de aceite para estabilizar las temperaturas del proceso antes de acercarse a las condiciones de operación del diseño. Esto reducirá los esfuerzos térmicos en el equipo. Los vasos de nivel deberán ser ajustados empernándolas siempre con el torque que recomiendan los fabricantes para las temperaturas de operación del diseño. Si se detectan fugas durante el período de calentamiento, los pernos ó uniones deberán ser inmediatamente ajustadas. Si la fuga se amplía y no se detiene inmediatamente, la fuga se empeorará rápidamente y puede requerirse de una parada del proceso para corregir el problema. Las medidas de limpieza adecuada, tales como recoger los derrames de aceite reducirán el peligro de inicio de un incendio. La presurización y despresurización del equipo nunca debe exceder de 50 psig por minuto. Si un purgado se regula con orificios de restricción y el equipo es soplado a 50 psig por minuto ó menos, los supervisores de la planta deben tomar la decisión de si el sistema de purgado es una forma aceptable de soplar la planta por mantenimiento rutinario.

PROPIEDADES DE LOS GASES

DIAGRAMAS $p-h$

FIG. 23-2
Physical Constants

NOTE: Numbers in this table do not have significant greater than 1 part in 1000; in some cases extra digits have been added to calculated values to achieve internal consistency or to permit reconciliation of experimental values.

PHYSICAL CONSTANTS

*See the Table of Notes and References.

Number	Compound	Formula	Molar mass (molecular weight)	Boiling point, °F 14.696 psia	Vapor pressure, psia 100 °F	Freezing point, °F 14.696 psia	Refractive index, n_D 60 °F	Critical constants			Number
								Pressure, psia	Temperature, °F	Volume, ft ³ /lb	
1	Methane	CH ₄	16.043	-258.72	(5000)*	-296.41*	1.00041*	667.0	-116.66	0.0988	1
2	Ethane	C ₂ H ₆	30.070	-127.46	(800)*	-297.02*	1.20971*	707.8	90.07	0.0783	2
3	Propane	C ₃ H ₈	44.097	-43.73	188.63	-305.72*	1.29480*	615.0	205.92	0.0727	3
4	Isobutane	C ₄ H ₁₀	58.123	10.78	72.598	-255.25	1.3245*	527.9	274.41	0.0714	4
5	n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.123	31.08	51.719	-217.03	1.33588*	548.8	305.51	0.0703	5
6	Isopentane	C ₅ H ₁₂	72.150	82.09	20.450	-255.80	1.34771	490.4	363.56	0.0684	6
7	n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.150	96.89	15.580	-201.48	1.35165	488.1	385.7	0.0695	7
8	Neopentane	C ₅ H ₁₂	72.150	49.10	36.72	2.16	1.342*	464.0	321.01	0.0673	8
9	n-Hexane	C ₆ H ₁₄	86.177	155.70	4.9614	-139.56	1.37708	439.5	451.8	0.0688	9
10	2-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	86.177	140.44	6.769	-244.60	1.36571	436.6	435.76	0.0682	10
11	3-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	86.177	145.86	6.103	-251.20	1.37090	452.5	448.2	0.0682	11
12	Neohexane	C ₆ H ₁₄	86.177	121.50	9.859	-147.68	1.36283	446.7	419.92	0.0667	12
13	2,3-Dimethylbutane	C ₆ H ₁₄	86.177	136.33	7.406	-199.35	1.36938	454.0	440.08	0.0665	13
14	n-Heptane	C ₇ H ₁₆	100.204	209.07	1.6211	-130.99	1.38234	397.4	510.9	0.0682	14
15	2-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	100.204	194.05	2.273	-180.87	1.37940	396.0	494.44	0.0673	15
16	3-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	100.204	197.33	2.130	—	1.38326	407.6	503.52	0.0646	16
17	3-Ethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	200.26	2.012	-181.44	1.38800	419.2	513.16	0.0665	17
18	2,2-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	174.50	3.494	-190.80	1.37667	401.8	475.38	0.0665	18
19	2,4-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	176.35	3.294	-182.59	1.37591	397.4	475.72	0.0667	19
20	3,3-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	185.87	2.775	-209.99	1.38564	427.9	505.60	0.0662	20
21	Triptane	C ₇ H ₁₆	100.204	177.54	3.376	-12.21	1.38411	427.9	496.24	0.0636	21
22	n-Octane	C ₈ H ₁₈	114.231	258.17	0.5374	-70.17	1.39248	361.1	563.5	0.0673	22
23	Diisobutyl	C ₈ H ₁₈	114.231	228.34	1.102	-122.09	1.38725	361.1	530.25	0.0676	23
24	Isooctane	C ₈ H ₁₈	114.231	210.56	1.709	-181.23	1.38624	372.7	515.28	0.0657	24
25	n-Nonane	C ₉ H ₂₀	128.258	303.40	0.1716	-64.26	1.40054	330.7	610.8	0.0693	25
26	n-Decane	C ₁₀ H ₂₂	142.285	345.40	0.06091	-21.33	1.40720	304.5	652.2	0.0702	26
27	Cyclopentane	C ₅ H ₁₀	70.134	120.50	9.917	-136.89	1.40050	653.8	461.1	0.0594	27
28	Methylcyclopentane	C ₆ H ₁₂	84.161	161.29	4.491	-224.38	1.40400	548.8	499.28	0.0607	28
29	Cyclohexane	C ₆ H ₁₂	84.161	177.40	3.297	43.79	1.42053	590.7	536.5	0.0586	29
30	Methylcyclohexane	C ₇ H ₁₄	98.188	213.69	1.609	-195.87	1.41778	503.4	570.20	0.0600	30
31	Ethene(Ethylene)	C ₂ H ₄	28.054	-154.71	(1400)*	-272.48*	(1.228)*	731.0	48.54	0.0746	31
32	Propene(Propylene)	C ₃ H ₆	42.081	-53.33	232.8	-301.45*	1.3006*	676.5	198.31	0.0717	32
33	1-Butene(Butylene)	C ₄ H ₈	56.108	20.79	62.55	-301.63*	1.3386*	586.4	296.18	0.0623	33
34	cis-2-Butene	C ₄ H ₈	56.108	38.69	45.97	-218.01	1.3556*	615.4	324.31	0.0667	34
35	trans-2-Butene	C ₄ H ₈	56.108	33.58	49.88	-157.97	1.3487*	574.9	311.80	0.0679	35
36	Isobutene	C ₄ H ₈	56.108	19.57	64.95	-220.50	1.3473*	580.2	292.49	0.0681	36
37	1-Pentene	C ₅ H ₁₀	70.134	85.92	19.12	-255.37	1.36487	509.5	376.86	0.0674	37
38	1,2-Butadiene	C ₄ H ₆	54.092	51.52	36.53	-213.14	—	(656.)*	(354.)*	(0.070)*	38
39	1,3-Butadiene	C ₄ H ₆	54.092	24.06	59.46	-164.00	1.3975*	620.3	306.	0.0653	39
40	Isoprene	C ₅ H ₈	68.119	93.29	15.68	-230.71	1.41472	(582.)*	(403.)*	(0.066)*	40
41	Acetylene	C ₂ H ₂	26.038	-119.21*	—	-113.4*	—	890.4	95.29	0.0693	41
42	Benzene	C ₆ H ₆	78.114	176.13	3.225	41.96	1.48436	710.4	552.15	0.0531	42
43	Toluene	C ₇ H ₈	92.141	231.08	1.033	-138.96	1.49102	595.5	605.50	0.0549	43
44	Ethylbenzene	C ₈ H ₁₀	106.167	277.10	0.3716	-138.933	1.49022	523.0	651.22	0.0564	44
45	o-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	291.91	0.2543	-13.32	1.50017	541.6	674.85	0.0557	45
46	m-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	282.35	0.3265	-54.16	1.49177	512.9	650.95	0.0567	46
47	p-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	280.98	0.3424	55.87	1.49039	509.2	649.47	0.0572	47
48	Styrene	C ₈ H ₈	104.152	293.40	0.2582	-23.14	1.54937	587.9	(703.)*	0.0534	48
49	Isopropylbenzene	C ₉ H ₁₀	120.194	306.27	(0.188)	-140.838	1.48607	465.4	676.2	0.0569	49
50	Methyl alcohol	CH ₃ O	32.042	148.41	4.631	-143.77	1.32443	1174.	463.01	0.0590	50
51	Ethyl alcohol	C ₂ H ₅ O	46.069	172.87	2.313	-173.4	1.35717	891.7	465.31	0.0581	51
52	Carbon dioxide	CO ₂	28.010	-312.61	—	-336.99*	1.00028*	506.8	-220.51	0.0527	52
53	Carbon dioxide	CO ₂	44.010	-109.235*	—	-69.81*	1.00038*	1069.5	87.73	0.0342	53
54	Hydrogen sulfide	H ₂ S	34.082	-76.49	394.67	-121.86*	1.00057*	1300.	212.40	0.0461	54
55	Sulfur dioxide	SO ₂	64.065	14.11	85.46	-103.84*	1.00059*	1143.	315.7	0.0305	55
56	Ammonia	NH ₃	17.0305	-27.98	211.9	-107.85*	1.00033*	1647.	270.2	0.0681	56
57	Air	N ₂ +O ₂	28.9625	-317.81	—	—	1.00028*	546.9	-221.30	0.0517	57
58	Hydrogen	H ₂	2.0159	-423.130*	—	-434.824*	1.00013*	187.5*	-400.3*	0.0501*	58
59	Oxygen	O ₂	31.9988	-297.317*	—	-361.826*	1.00027*	731.4	-181.41	0.0367	59
60	Nitrogen	N ₂	28.0134	-320.436	—	-345.995*	1.00028*	492.3	-232.49	0.0510	60
61	Chlorine	Cl ₂	70.9054	-29.12	157.3	-149.70*	1.3735*	1157.	290.69	0.0280	61
62	Water	H ₂ O	18.0153	211.953	0.95014	32.018	1.33335	3200.1	705.11	0.04975	62
63	Helium	He	4.0026	-452.110	—	—	1.00003*	32.99	-450.31	0.2300	63
64	Hydrogen chloride	HCl	36.4606	-121.25	906.71	-173.50*	1.00039*	1205.	124.75	0.0356	64

FIG. 23-2 (Cont'd)

Physical Constants

NOTE: Numbers in this table do not have significant figures less than 1 part in 1,000; in some cases extra digits have been added to calculated values to achieve internal consistency or to permit recalculation of experimental values.

PHYSICAL CONSTANTS

*See the Table of Notes and References.

Number	Density of liquid 14.696 psia, 50 °F			Temperature coefficient of density, 1/1	Acentric factor, a_1	Compressibility factor of real gas, Z 14.696 psia, 60 °F	Ideal gas 14.696 psia, 50 °F			Specific Heat 60 °F 14.696 psia Btu/(lb °F)		Number
	Relative density (specific gravity) 60 °F/60 °F	lb/gal (wt in vacuum)	gal/lb-mol				Relative density (specific gravity) Air = 1	cu ft gas/lb	cu ft gas/gal liquid	C_p Ideal gas	C_p Liquid	
1	0.31*	2.5*	(6.4172)	—	0.0108	0.9980	0.5539	23.654	(59.135)*	0.52569	—	1
2	0.35819*	2.9696*	10.126*	—	0.0972	0.9919	1.0382	12.620	37.476*	0.40782	0.97225	2
3	0.50698*	4.2258*	10.433*	-0.00153*	0.1515	0.9825	1.5226	8.6059	36.375*	0.38852	0.61996	3
4	0.56286*	4.6927*	12.186*	-0.00122*	0.1852	0.9711	2.0063	6.5291	30.639*	0.28669	0.57066	4
5	0.58402*	4.8691*	11.937*	-0.00109*	0.1981	0.9667	2.0063	6.5291	31.791*	0.39499	0.57272	5
6	0.62441	5.2058	13.860	-0.00090	0.2286	—	2.4912	5.2596	27.380	0.28440	0.53331	6
7	0.63108	5.2614	13.713	-0.00089	0.2510	—	2.4912	5.2596	27.673	0.28825	0.54363	7
8	0.59665*	4.9744*	14.504*	-0.00106*	0.1965	0.9582	2.4912	5.2596	26.163*	0.39033	0.55021	8
9	0.66404	5.5363	15.566	-0.00076	0.2990	0.9879	2.9755	4.4035	24.479	0.38628	0.53327	9
10	0.65788	5.4849	15.712	-0.00078	0.2780	0.9846	2.9755	4.4035	24.153	0.38526	0.52732	10
11	0.66909	5.5783	15.449	-0.00076	0.2736	0.9860	2.9755	4.4035	24.564	0.37502	0.51876	11
12	0.65408	5.4532	15.803	-0.00081	0.2334	0.9795	2.9755	4.4035	24.013	0.38231	0.51367	12
13	0.66630	5.5551	15.513	-0.00075	0.2481	0.9837	2.9755	4.4035	24.462	0.37752	0.51308	13
14	0.68805	5.7364	17.468	-0.00068	0.3483	0.9947	3.4598	3.7872	21.725	0.38446	0.52802	14
15	0.68316	5.6956	17.593	-0.00071	0.3312	0.9930	3.4598	3.7872	21.570	0.38170	0.52199	15
16	0.69165	5.7664	17.377	-0.00059	0.3231	0.9934	3.4598	3.7872	21.838	0.37382	0.51019	16
17	0.70284	5.8597	17.101	-0.00059	0.3111	0.9938	3.4598	3.7872	22.192	0.38646	0.51410	17
18	0.67842	5.6561	17.716	-0.00072	0.2870	0.9901	3.4598	3.7872	21.421	0.38651	0.51677	18
19	0.67721	5.6460	17.748	-0.00072	0.3035	0.9906	3.4598	3.7872	21.382	0.39627	0.52440	19
20	0.69690	5.8102	17.246	-0.00053	0.2687	0.9919	3.4598	3.7872	22.004	0.28306	0.50194	20
21	0.69561	5.7994	17.278	-0.00087	0.2501	0.9905	3.4598	3.7872	21.963	0.3772*	0.49920	21
22	0.70678*	5.8926	19.385	-0.00064	0.3978	0.9977	3.9441	3.3220	19.575	0.38331	0.52406	22
23	0.69804*	5.8197	19.628	-0.00057	0.3571	0.9958	3.9441	3.3220	19.333	0.37571	0.51130	23
24	0.69629*	5.8051	19.678	-0.00066	0.3043	0.9939	3.9441	3.3220	19.285	0.38222	0.49006	24
25	0.72193*	6.0189	21.309	-0.00061	0.4425	0.9990	4.4284	2.9588	17.808	0.38246	0.52244	25
26	0.73417*	6.1209	23.246	-0.00057	0.4881	0.9996	4.9127	2.6671	16.325	0.38179	0.52103	26
27	0.75077*	6.2593	11.205	-0.00072	0.1938	0.9842	2.4215	5.4110	33.869	0.27122	0.42182	27
28	0.75467*	6.2918	13.376	-0.00069	0.2266	0.9903	2.9059	4.5090	28.370	0.30027	0.44126	28
29	0.78339*	6.5313	12.886	-0.00056	0.2094	0.9927	2.9059	4.5090	29.449	0.29012	0.43584	29
30	0.77395*	6.4526	15.217	-0.00062	0.2352	0.9952	3.3902	3.8649	24.939	0.31902	0.44012	30
31	—	—	—	—	0.0860	0.9936	0.9686	13.527	—	0.35789	—	31
32	0.52096*	4.3435*	9.8883*	-0.00171*	0.1404	0.9844	1.4529	9.0179	39.169*	0.25633	0.57201	32
33	0.60035*	5.0052*	11.210*	-0.00109*	0.1914	0.9699	1.9373	6.7636	33.353*	0.25535	0.52531	33
34	0.62858*	5.2406*	10.706*	-0.00107*	0.2054	0.9665	1.9373	6.7636	35.445*	0.23275	0.52980	34
35	0.61116*	5.0954*	11.012*	-0.00110*	0.2034	0.9667	1.9373	6.7636	34.463*	0.25574	0.54215	35
36	0.60153*	5.0151*	11.188*	-0.00115*	0.1953	0.9700	1.9373	6.7636	33.920*	0.26636	0.54839	36
37	0.64538	5.3807	13.034	-0.00086	0.2313	0.9487	2.4215	5.4110	29.115	0.35944	0.51782	37
38	0.65798*	5.4857*	9.8605*	-0.00101*	0.2557	(0.969)	1.8677	7.0156	38.485*	0.34347	0.54029	38
39	0.62722*	5.2293*	10.344*	-0.00110*	0.1956	0.9723	1.8677	7.0156	36.637*	0.34223	0.53447	39
40	0.68614*	5.7205*	11.908*	-0.00082*	0.1745	—	2.3520	5.5710	31.869*	0.35072	0.51933	40
41	—	—	—	—	0.1949	0.9930	0.8990	14.574	—	0.39754	—	41
42	0.88458	7.3749	10.592	-0.00067	0.2090	0.9937	2.6971	4.8581	35.828	0.24295	0.40989	42
43	0.87191	7.2693	12.575	-0.00059	0.2632	0.9970	3.1814	4.1184	29.938	0.26005	0.40095	43
44	0.87168	7.2674	14.609	-0.00056	0.3027	0.9965	3.6657	3.5744	25.976	0.27768	0.41139	44
45	0.88467	7.3757	14.294	-0.00062	0.3113	0.9989	3.6657	3.5744	26.363	0.28964	0.41620	45
46	0.86894	7.2445	14.655	-0.00055	0.3257	0.9987	3.6657	3.5744	25.894	0.27427	0.40545	46
47	0.86570	7.2175	14.710	-0.00056	0.3214	0.9986	3.6657	3.5744	25.798	0.27470	0.40255	47
48	0.91069	7.5926	13.718	-0.00058	(0.241)*	—	3.5961	3.6435	27.664	0.26682	0.41261	48
49	0.86835	7.2229	16.841	-0.00055	0.3260	0.9991	4.1500	3.1573	22.805	0.20704	0.42053	49
50	0.79620	6.6381	4.8270	-0.00065	0.5649	—	1.1063	11.843	78.618	0.32429	0.59192	50
51	0.79395	6.6193	6.9598	-0.00060	0.6446	—	1.5906	8.2372	54.525	0.23074	0.56381	51
52	0.78938*	6.5812*	4.2561*	—	0.0477	0.9996	0.9671	13.548	89.163*	0.24847	—	52
53	0.81801*	6.8199*	6.4532*	-0.00583*	0.2667	0.9964	1.5196	8.6229	58.807*	0.19908	—	53
54	0.80143*	6.6917*	5.1005*	-0.00157*	0.0948	0.9846	1.1767	11.1351	74.401*	0.23853	0.50418	54
55	1.3974*	11.550*	5.4991*	—	0.2548	0.9802	2.2120	5.9235	69.008*	0.14802	0.32458	55
56	0.61831*	5.1550*	3.3037*	—	0.2558	0.9877	0.5880	22.283	114.87*	0.49678	1.1209	56
57	0.57475*	7.2830*	3.9713*	—	—	0.9996	1.0000	13.103	95.557*	0.23980	—	57
58	0.071069*	0.9922*	3.4022*	—	-0.2216*	1.0006	0.06960	188.25	111.54*	3.4066	—	58
59	1.5403*	9.5221*	3.3666*	—	0.0216	0.9992	1.1043	11.859	112.93*	0.21896	—	59
60	0.89940*	5.7481*	4.5113*	—	0.0370	0.9972	0.9672	13.546	91.413*	0.24828	—	60
61	1.8243*	11.875*	5.9710*	—	0.0878	(0.98875)	2.4482	5.3519	63.554*	0.11375	—	61
62	1.80000	3.31720	2.1608	-0.00013	0.3445	—	0.62202	21.065	175.62	0.44469	0.99974	62
63	0.12510*	1.0430*	3.8376*	—	0.	1.0006	0.1382	94.314	98.891*	1.2404	—	63
64	0.85128*	7.0973*	5.1372*	-0.00030*	0.1259	0.9972	1.2589	10.408	73.869*	0.19086	—	64

FIG. 23-2 (Cont'd)

Physical Constants

NOTE: Numbers in this table do not have accuracy greater than 1 part in 1000; in some cases extra digits have been added to calculated values to achieve internal consistency or to permit recalculation of experimental values.

PHYSICAL CONSTANTS

*See the Table of Notes and References.

Number	Compound	K						L	M	Flammability limits, vol % in air mixture		ASTM octane number		Number		
		Heating value, 50 °F								Heat of vaporization 14.696 psia at boiling point, Btu/lb	Air required for combustion Ideal gas m ³ (air)/ft ³ (gas)	Lower	Higher		Motor method D-357	Research method D-900
		Net		Gross												
		Btu/ft ³ Ideal gas, 14.696 psia	Btu/lb Liquid (wt in vacuum)	Btu/ft ³ Ideal gas, 14.696 psia	Btu/lb Liquid (wt in vacuum)	Btu/gal Liquid										
1	Methane	909.4	—	1010.0	—	—	219.45	9.548	5.0	15.0	—	—	1			
2	Ethane	1618.7	20277.*	1769.6	22181.*	65869.*	211.14	16.710	2.9	13.0	+ 0.05	+ 1.6*	2			
3	Propane	2214.9	19757.*	2516.1	21489.*	90830.*	183.01	23.871	2.0	9.5	97.1	+ 1.8*	3			
4	Isobutane	3000.4	19437.*	3251.9	21079.*	98917.*	157.23	31.032	1.8	8.5	97.5	+ 0.1*	4			
5	n-Butane	3010.8	19494.*	3262.3	21136.*	102913.*	165.51	31.032	1.5	9.0	69.5*	63.8*	5			
6	Isopentane	3699.0	19303.	4000.9	20891.	108754.	147.12	38.193	1.3	6.0	90.3	92.3	6			
7	n-Pentane	3706.9	19335.	4008.9	20923.	110084.	153.56	38.193	1.4	8.3	62.6*	51.7*	7			
8	Neopentane	3662.9	19235.*	3984.7	20822.*	103577.*	135.56	38.193	1.3	7.5	80.2	65.5	8			
9	n-Hexane	4403.3	19233.	4755.9	20732.	115061.	143.93	45.355	1.1	7.7	25.0	24.6	9			
10	2-Methylpentane	4395.2	19203.	4747.3	20754.	113834.	138.54	45.355	1.18	7.0	73.5	73.4	10			
11	3-Methylpentane	4398.1	19213.	4750.3	20754.	115829.	139.99	45.355	1.2	7.7	74.3	74.5	11			
12	Neohexane	4384.0	19162.	4736.2	20713.	112952.	131.26	45.355	1.2	7.0	93.4	91.8	12			
13	2,2-Dimethylbutane	4392.7	19195.	4744.8	20745.	115246.	136.10	45.355	1.2	7.0	94.3	+ 0.3	13			
14	n-Heptane	5100.0	19155.	5502.5	20579.	118623.	136.31	52.515	1.0	7.0	—	—	14			
15	2-Methylhexane	5082.2	19133.	5494.6	20557.	117654.	131.37	52.515	1.0	7.0	46.4	42.4	15			
16	3-Methylhexane	5096.0	19146.	5498.6	20571.	119197.	132.53	52.515	(1.01)	(6.5)	55.8	52.0	16			
17	3-Ethylpentane	5096.2	19154.	5500.7	20579.	121173.	133.52	52.515	(1.00)	(6.5)	69.3	65.0	17			
18	2,2-Dimethylpentane	5079.5	19095.	5481.9	20520.	116629.	125.41	52.515	(1.09)	(6.3)	95.6	92.8	18			
19	2,4-Dimethylpentane	5084.2	19111.	5486.7	20535.	116505.	126.78	52.515	(1.08)	(6.8)	83.8	83.1	19			
20	3,3-Dimethylpentane	5086.4	19119.	5488.8	20543.	119940.	127.08	52.515	(1.04)	(7.0)	86.6	80.8	20			
21	Triptane	5081.2	19103.	5483.5	20528.	119630.	123.99	52.515	(1.08)	(6.8)	+ 0.1	+ 1.3	21			
22	n-Octane	5796.1	19096.	6248.9	20501.	121393.	129.51	59.677	0.8	6.5	—	—	22			
23	Diisobutyl	5760.5	19059.	6233.5	20503.	119670.	122.47	59.677	(0.92)	(6.3)	55.7	55.2	23			
24	Isooctane	5778.8	19053.	6231.7	20503.	119399.	115.88	59.677	0.95	6.0	100.0	100.0	24			
25	n-Nonane	6493.2	19054.	6996.5	20543.	123646.	124.36	66.839	0.7	5.5	—	—	25			
26	n-Decane	7189.5	19017.	7742.9	20494.	125442.	119.55	74.000	0.7	5.4	—	—	26			
27	Cyclopentane	3513.2	18825.	3764.8	20166.	129350.	167.35	35.806	(1.48)	(8.3)	84.9*	+ 0.1	27			
28	Methylcyclopentane	4199.0	18769.	4500.8	20130.	126654.	148.55	42.963	1.0	8.35	80.0	91.3	28			
29	Cyclohexane	4179.7	18675.	4481.5	20036.	130861.	153.25	42.968	1.2	8.35	77.2	83.0	29			
30	Methylcyclohexane	4862.5	18640.	5215.7	20002.	129065.	136.17	50.129	1.1	6.7	71.1	74.8	30			
31	Ethene(Ethylene)	1499.1	—	1599.8	—	—	207.50	14.323	2.7	36.0	75.6	- 0.03	31			
32	Propene(Propylene)	2182.1	(19511)	2333.0	(20872)	(10658.)	188.19	21.484	2.0	11.7	84.9	+ 0.2	32			
33	1-Butene(Butylene)	2878.7	19313.*	3079.9	20574.*	103478.*	167.96	28.545	1.6	10.0	80.3*	97.4	33			
34	cis-2-Butene	2871.0	19245.*	3072.2	20506.*	107988.*	178.92	28.545	1.6	10.0	83.5	100.0	34			
35	trans-2-Butene	2866.3	19223.*	3068.0	20504.*	104864.*	174.40	28.545	1.6	10.0	—	—	35			
36	Isobutene	2859.9	19182.*	3061.1	20543.*	103025.*	169.49	28.545	1.6	10.0	—	—	36			
37	1-Pentene	3575.0	19185.	3826.5	20546.	110552.	154.48	35.806	1.3	10.0	77.1	90.9	37			
38	1,2-Butadiene	2789.0	19378.*	2939.9	20437.*	112111.*	191.38	26.258	(1.62)	(10.3)	—	—	38			
39	1,3-Butadiene	2729.0	18957.*	2879.9	20025.*	104717.*	185.29	26.258	2.0	12.5	—	—	39			
40	Isoprene	3410.8	18832.	3612.1	19953.	114141.	163.48	33.419	(1.12)	(8.5)	81.0	99.1	40			
41	Acetylene	1424.0	—	1474.3	—	—	352.33	11.935	1.5	100.	—	—	41			
42	Benzene	3590.9	17256.	3741.3	17989.	132667.	169.30	35.806	1.2	8.0	+ 2.8	—	42			
43	Toluene	4273.5	17421.	4475.0	18250.	132665.	154.32	42.968	1.2	7.1	+ 0.3	+ 5.3	43			
44	Ethylbenzene	4970.5	17593.	5222.2	18492.	134389.	144.16	50.129	1.0	8.0	97.9	+ 0.8	44			
45	o-Xylene	4955.1	17544.	5209.9	18444.	136037.	149.02	50.129	1.0	7.5	100.0	+ 0.2	45			
46	m-Xylene	4956.2	17541.	5207.9	18440.	133589.	147.40	50.129	1.0	7.0	+ 2.3	+ 4.0	46			
47	p-Xylene	4957.0	17545.	5208.3	18444.	133120.	145.78	50.129	1.0	7.0	+ 1.2	+ 3.4	47			
48	Styrene	4829.9	17414.	5031.1	18147.	137783.	152.35	47.742	1.1	8.0	+ 0.2	+ 3.1	48			
49	Isopropylbenzene	5662.3	17709.	5962.3	18662.	134794.	134.13	57.290	0.8	6.5	99.3	+ 2.1	49			
50	Methyl alcohol	766.2	8563.	866.9	9760.	64787.	462.90	7.161	5.5	44.0	—	—	50			
51	Ethyl alcohol	1447.5	11530.	1598.5	12770.	84515.	361.34	14.323	3.28	19.0	—	—	51			
52	Carbon monoxide	320.5	—	320.5	—	—	92.77	2.387	12.50	74.20	—	—	52			
53	Carbon dioxide	0.0	—	0.0	—	—	246.47*	—	—	—	—	—	53			
54	Hydrogen sulfide	585.3	6351.*	637.1	6897.4*	46086.*	235.62	7.161	4.30	45.58	—	—	54			
55	Sulfur dioxide	0.0	—	0.0	—	—	167.37	—	—	—	—	—	55			
56	Ammonia	359.0	—	434.4	—	—	589.45	3.531	15.50	27.00	—	—	56			
57	Air	0.0	—	0.0	—	—	88.20	—	—	—	—	—	57			
58	Hydrogen	273.3	—	324.2	—	—	190.02	2.387	4.00	74.20	—	—	58			
59	Oxygen	0.0	—	0.0	—	—	91.59	—	—	—	—	—	59			
60	Nitrogen	0.0	—	0.0	—	—	85.59	—	—	—	—	—	60			
61	Chlorine	—	—	—	—	—	123.75	—	—	—	—	—	61			
62	Water	0.0	—	—	53.312	—	970.18	—	—	—	—	—	62			
63	Helium	0.0	—	0.0	—	—	—	—	—	—	—	—	63			
64	Hydrogen chloride	—	—	—	—	—	190.43	—	—	—	—	—	64			

FIG. 23-31

Thermal Conductivity of Natural and Hydrocarbon Gases
at One Atmosphere (14.696 psia)

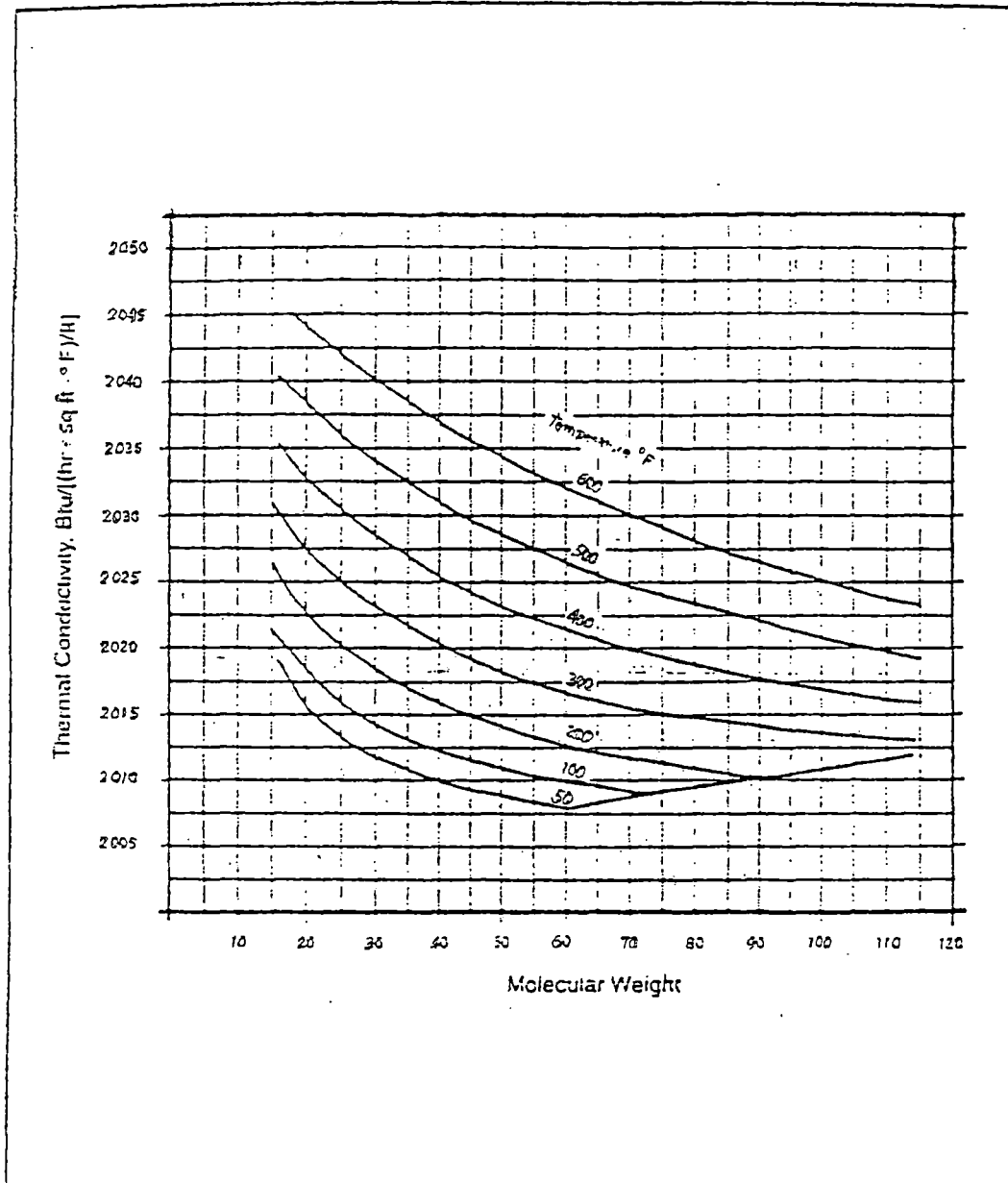


FIG. 23-34

Thermal Conductivity of Hydrocarbon Gases
at One Atmosphere^{57, 68, 69}

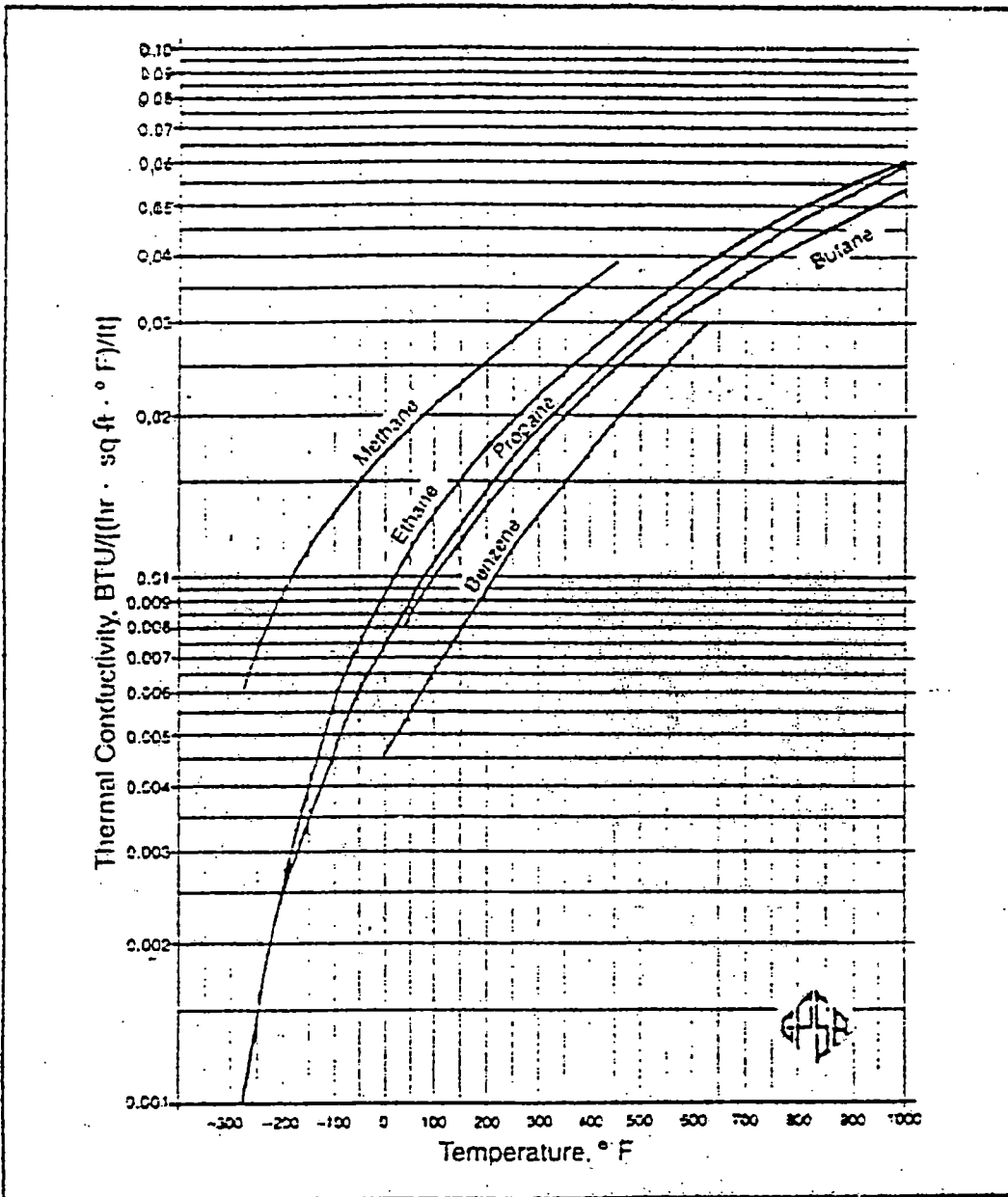


FIG. 23-35

Thermal Conductivity of Liquid Paraffin Hydrocarbons

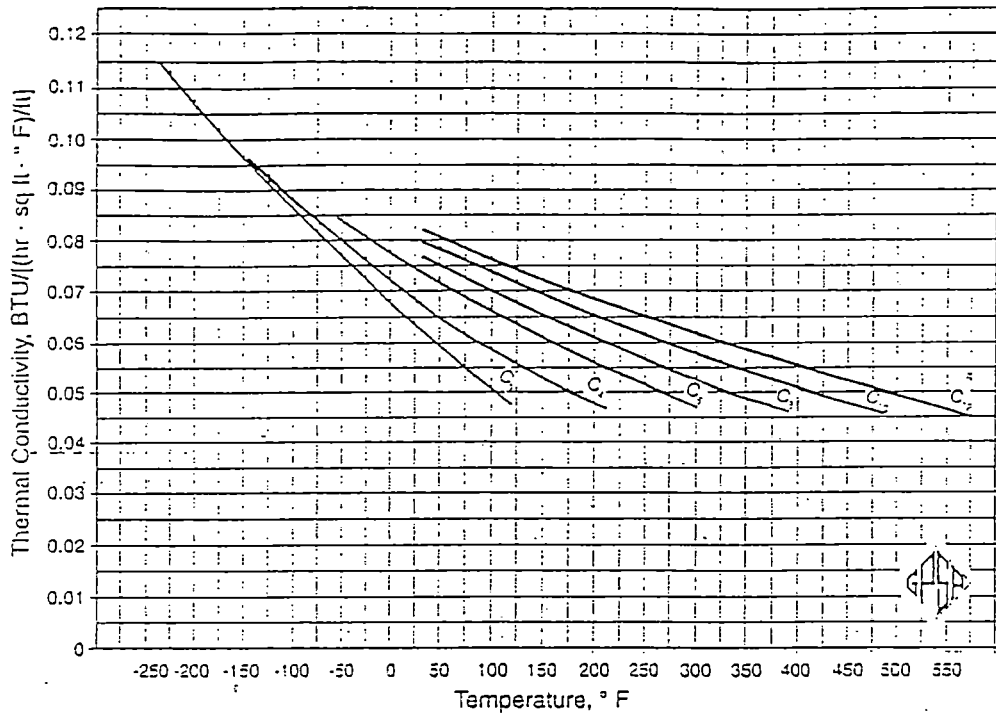


FIG. 23-36

Thermal Conductivity of Liquid Petroleum Fractions⁵⁸

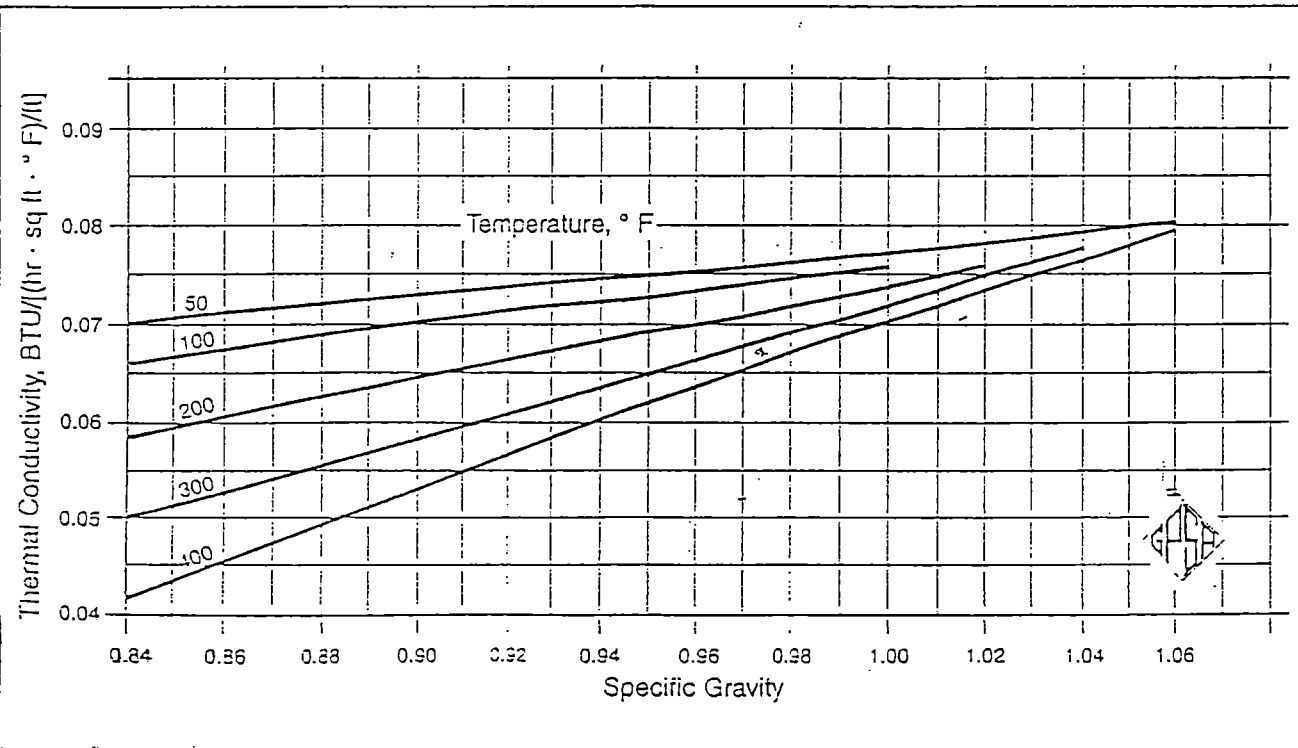
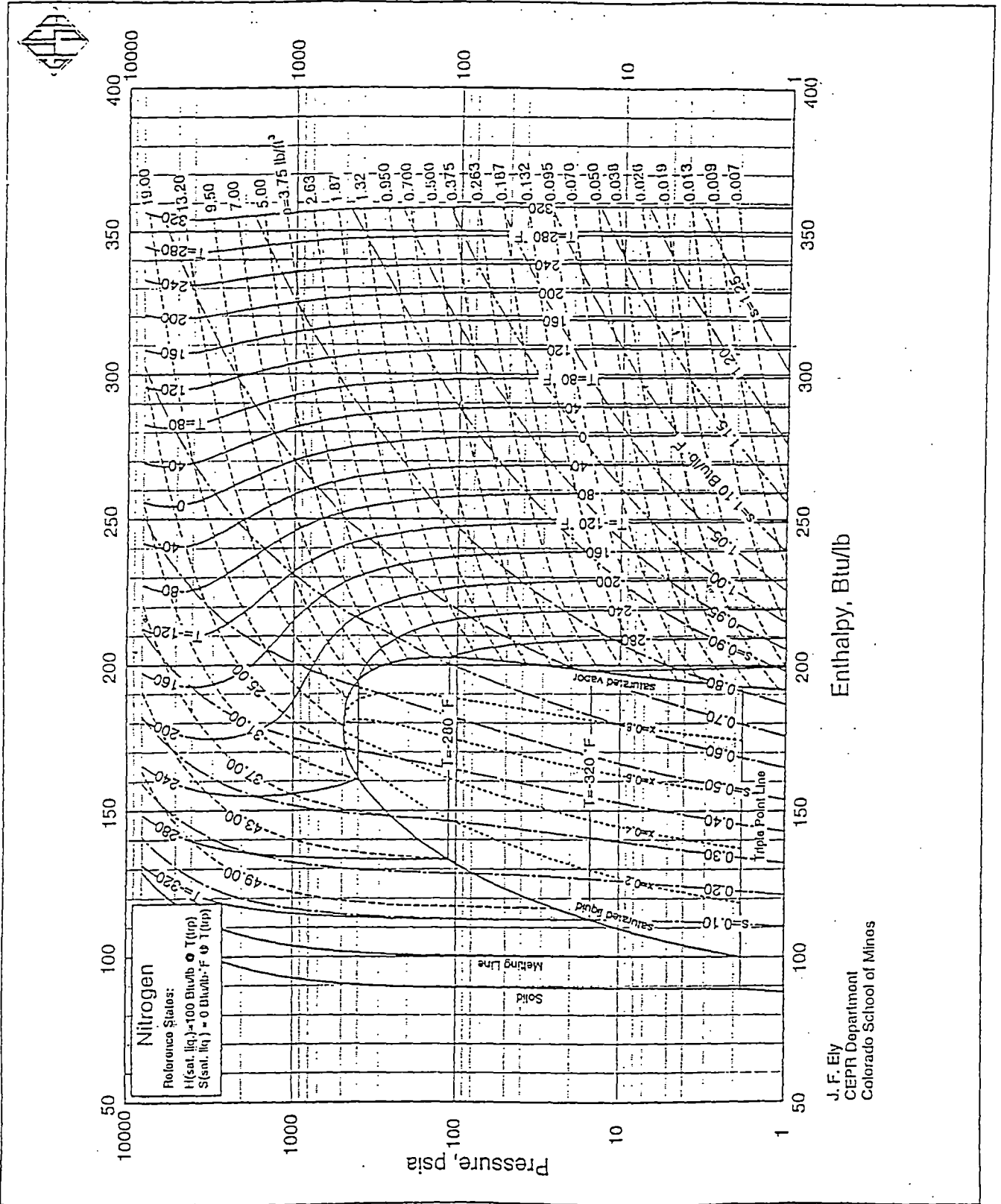


FIG. 24-22
Nitrogen P-H Diagram

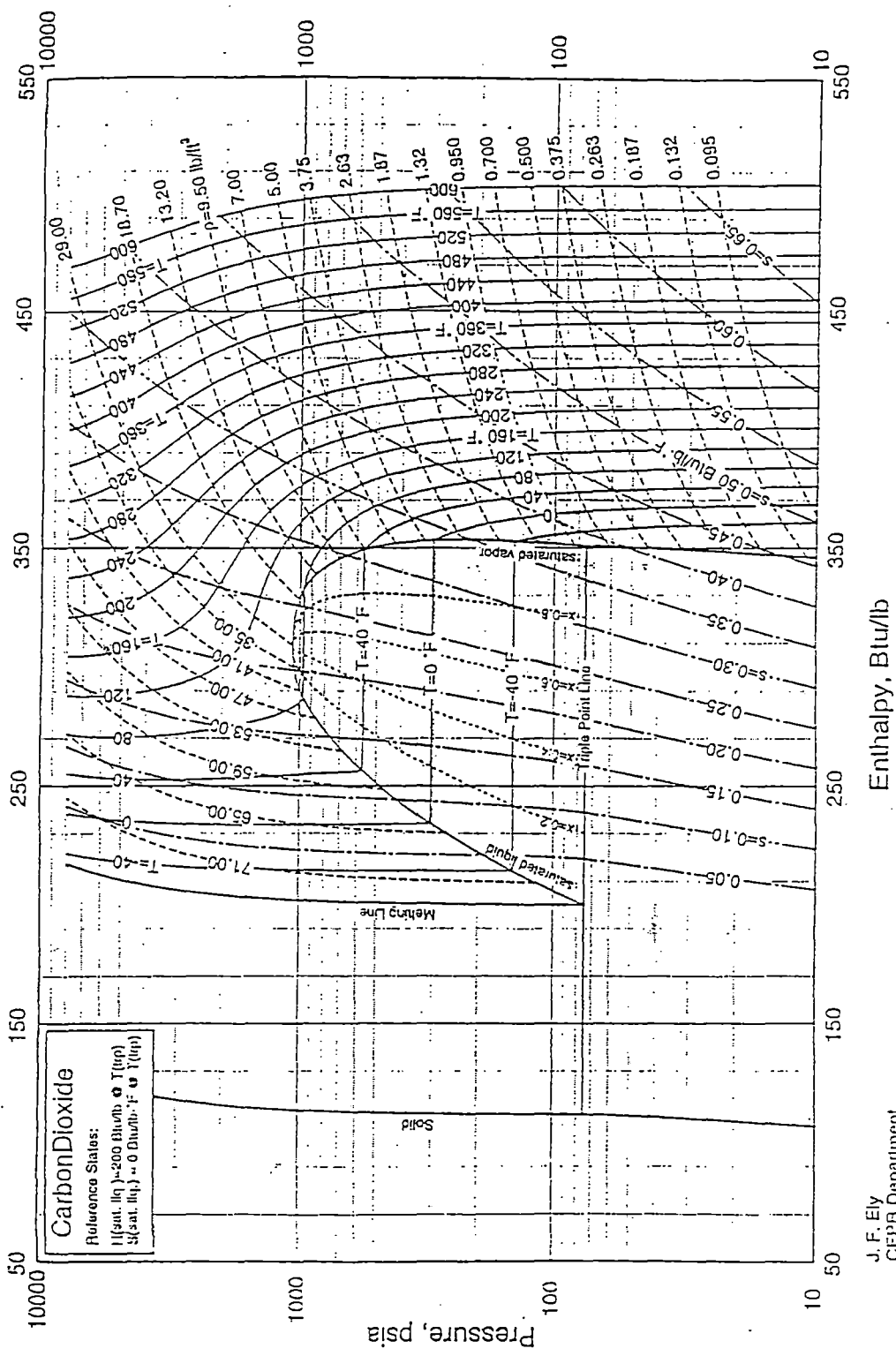


Enthalpy, Btu/lb

J. F. Ely
CEPR Department
Colorado School of Mines

FIG. 24-23

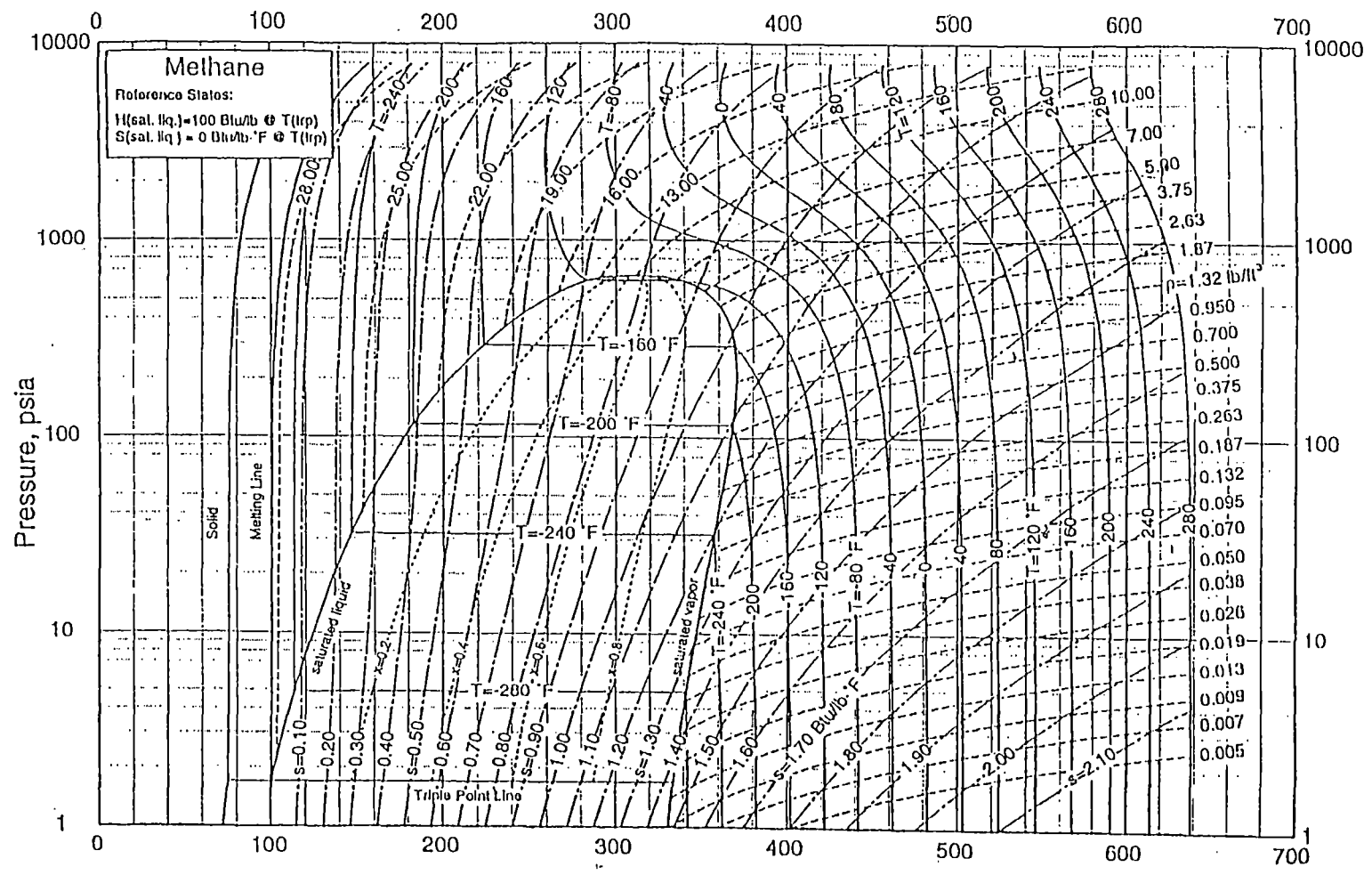
Carbon Dioxide P-H Diagram



Enthalpy, Btu/lb

J. F. Ely
 CEPR Department
 Colorado School of Mines

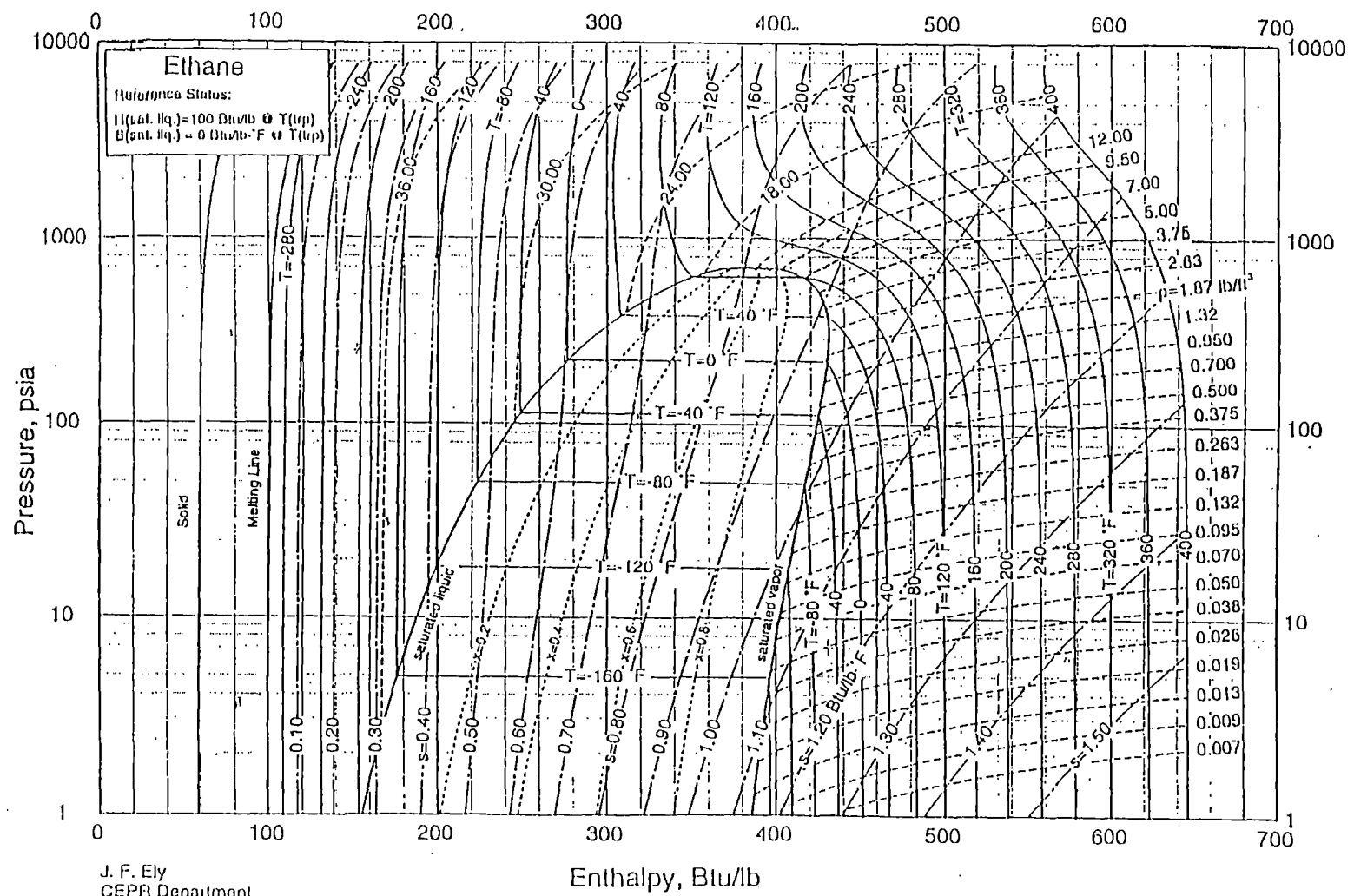




J. F. Ely
CEPR Department
Colorado School of Mines

Methane P-H Diagram

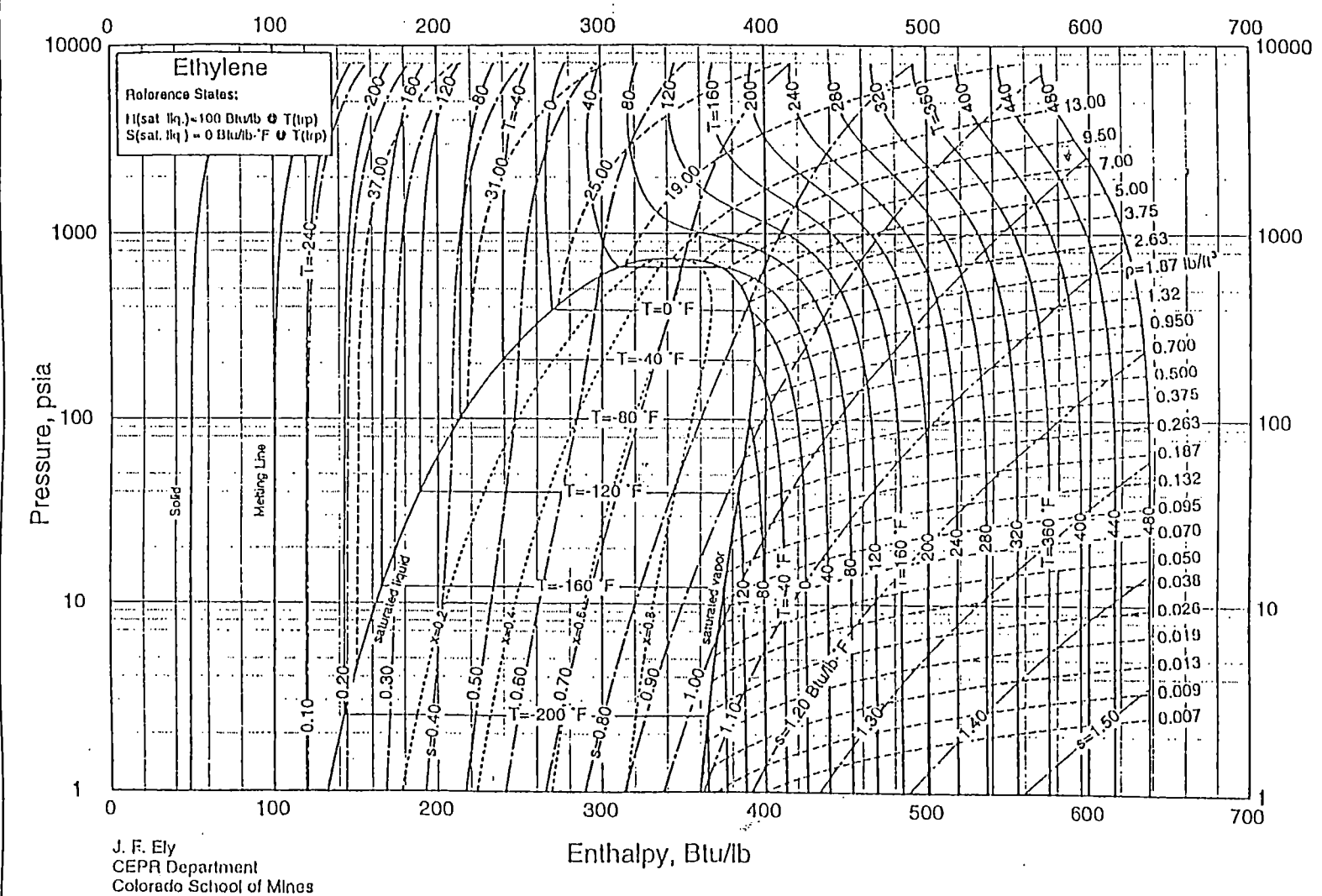
FIG. 24-24



J. F. Ely
CEPR Department
Colorado School of Mines

Ethane P-H Diagram

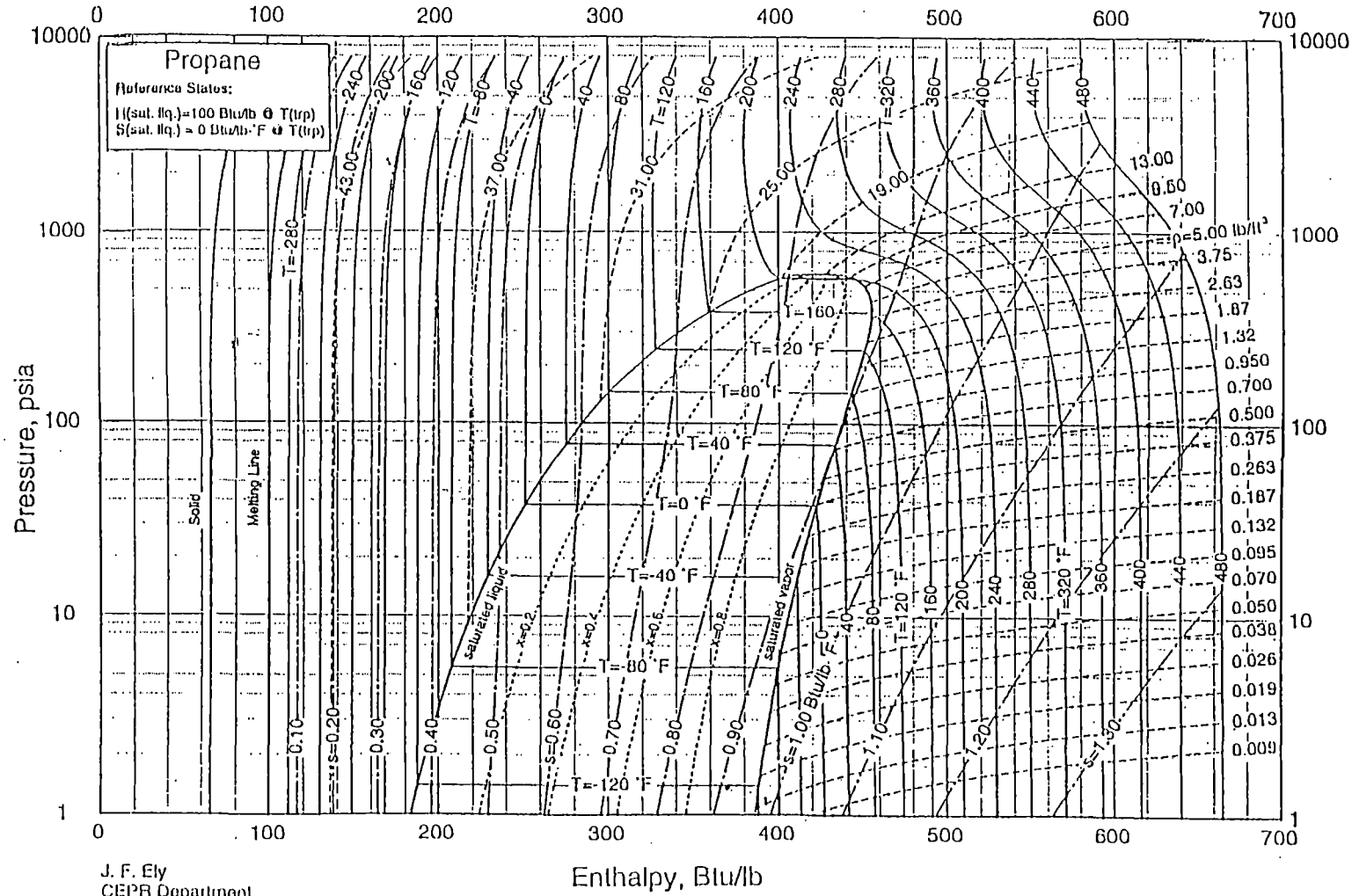
FIG. 24-25



J. F. Ely
CEPR Department
Colorado School of Mines

Ethylene P-H Diagram

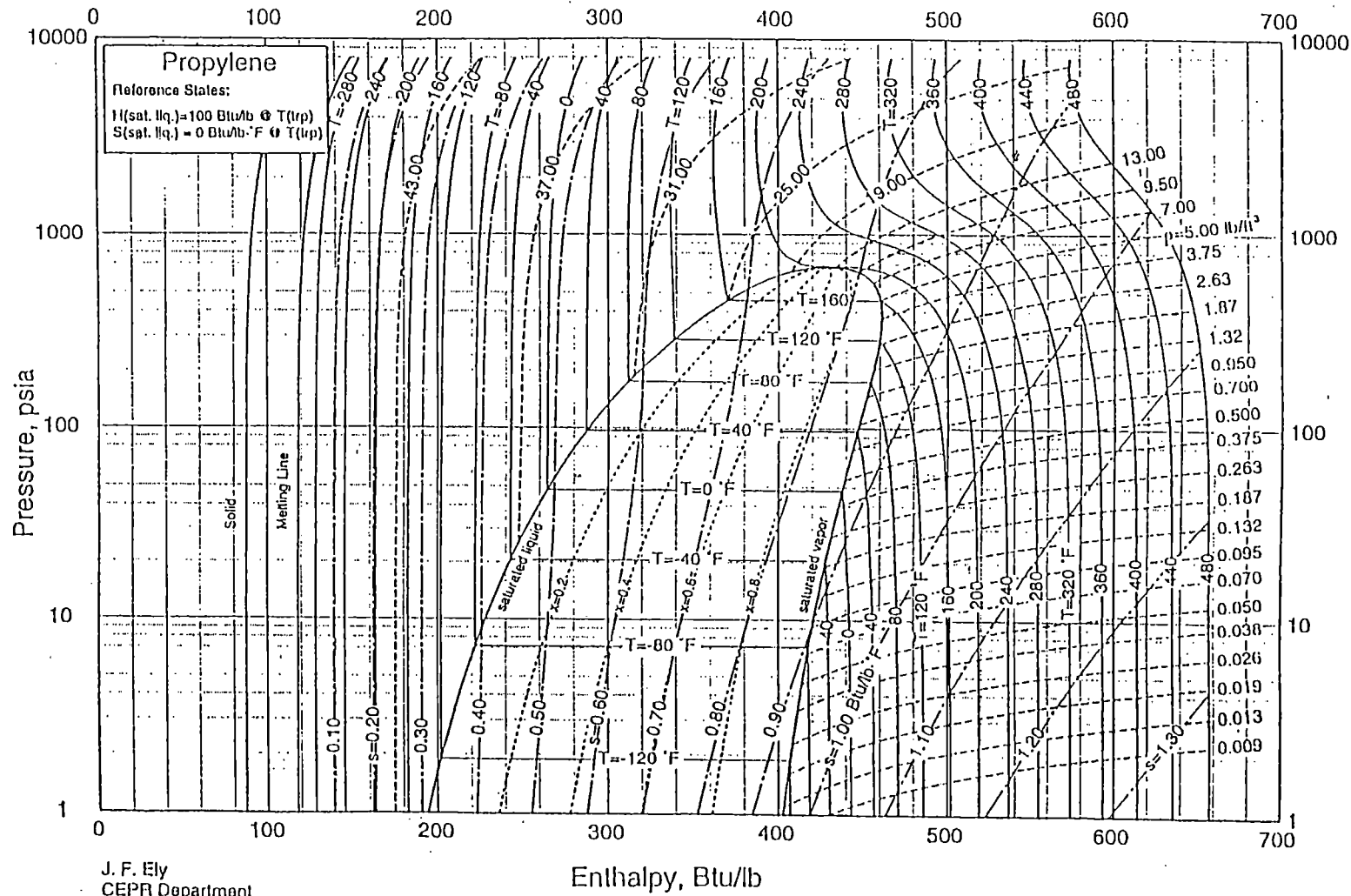
FIG. 24-26



J. F. Ely
CEPR Department
Colorado School of Mines

Propane P-H Diagram

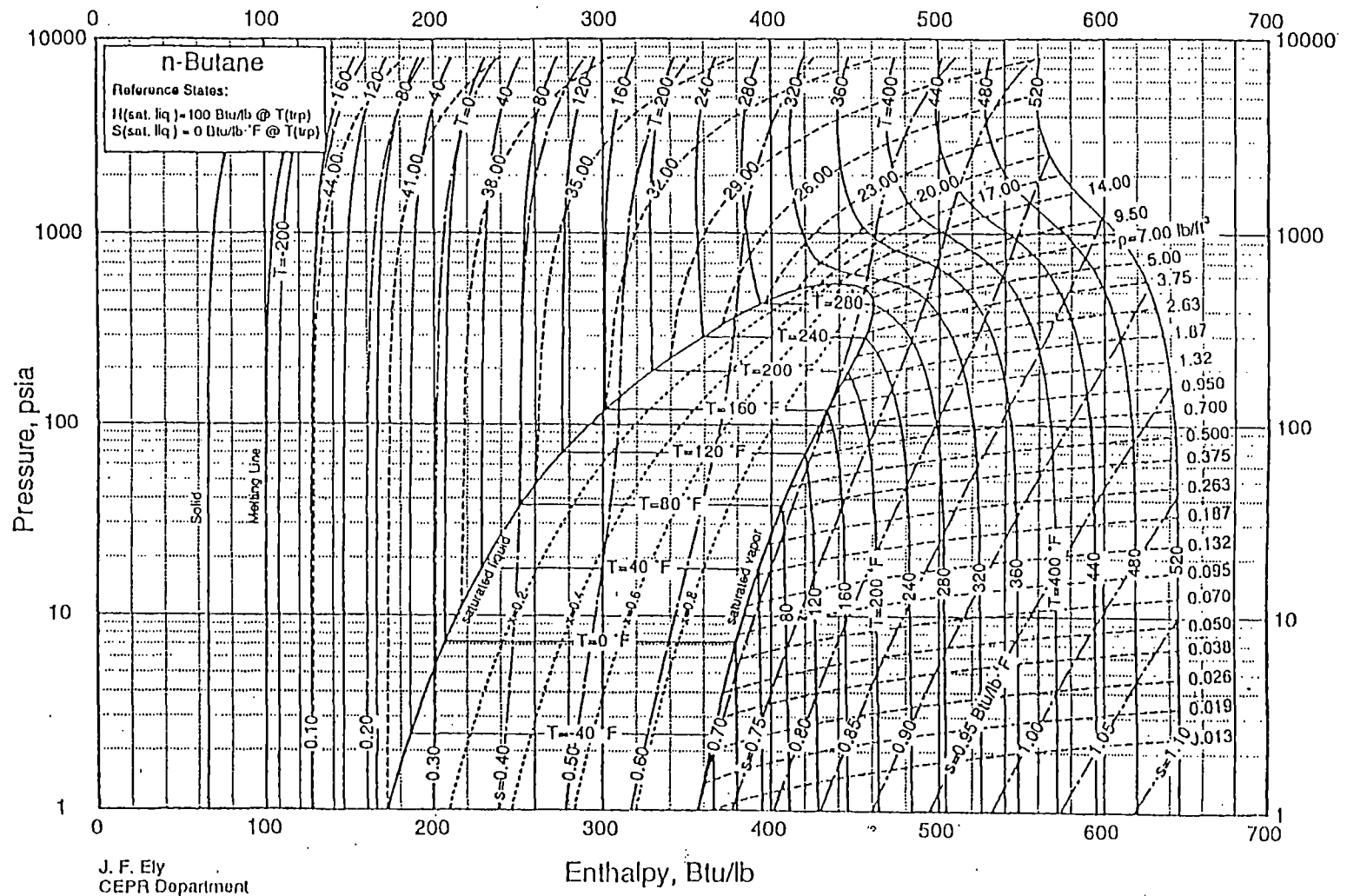
FIG. 24-27



J. F. Ely
CEPR Department
Colorado School of Mines

Propylene P-H Diagram

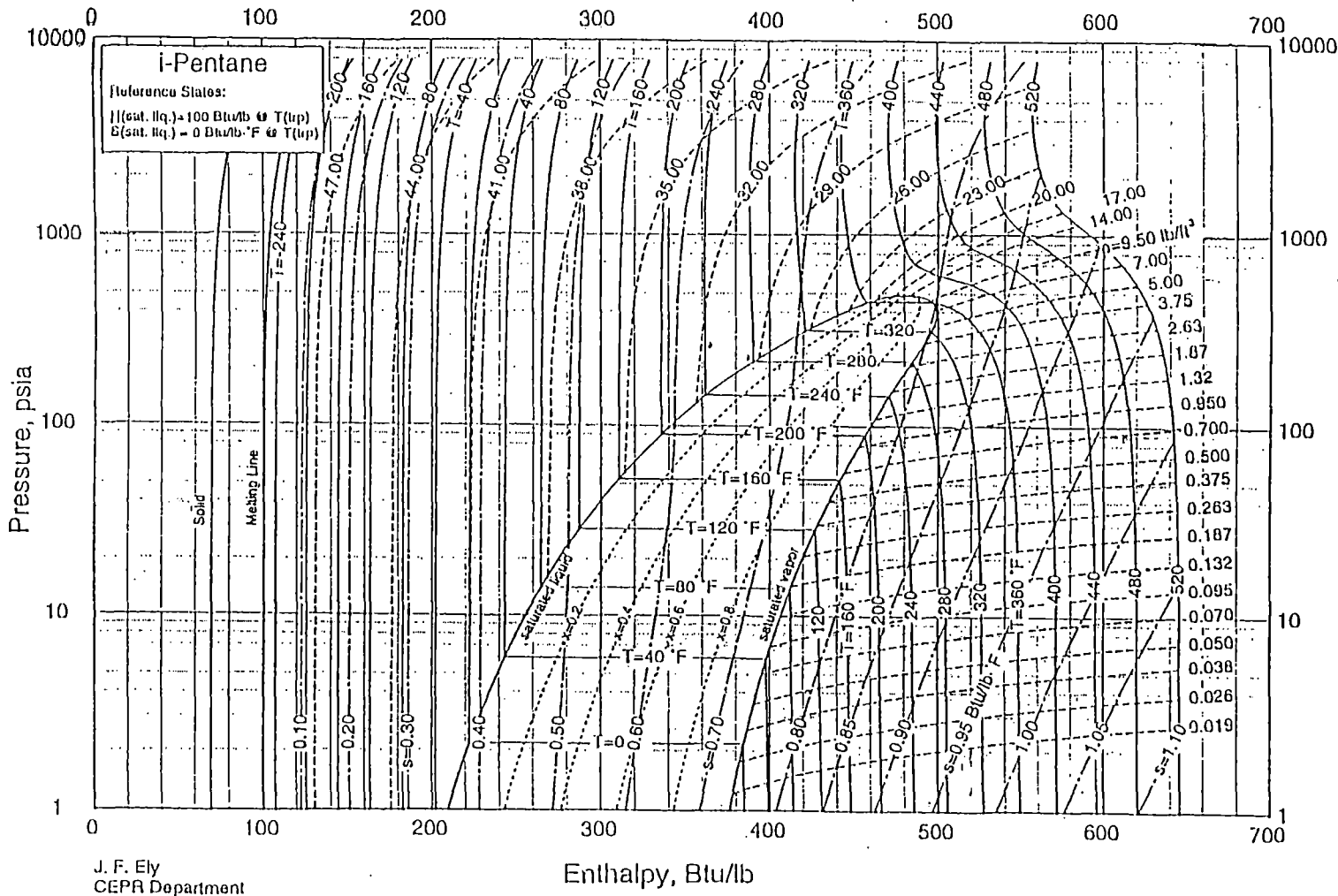
FIG. 24-28



J. F. Ely
CEPR Department
Colorado School of Mines

n-Butane P-H Diagram

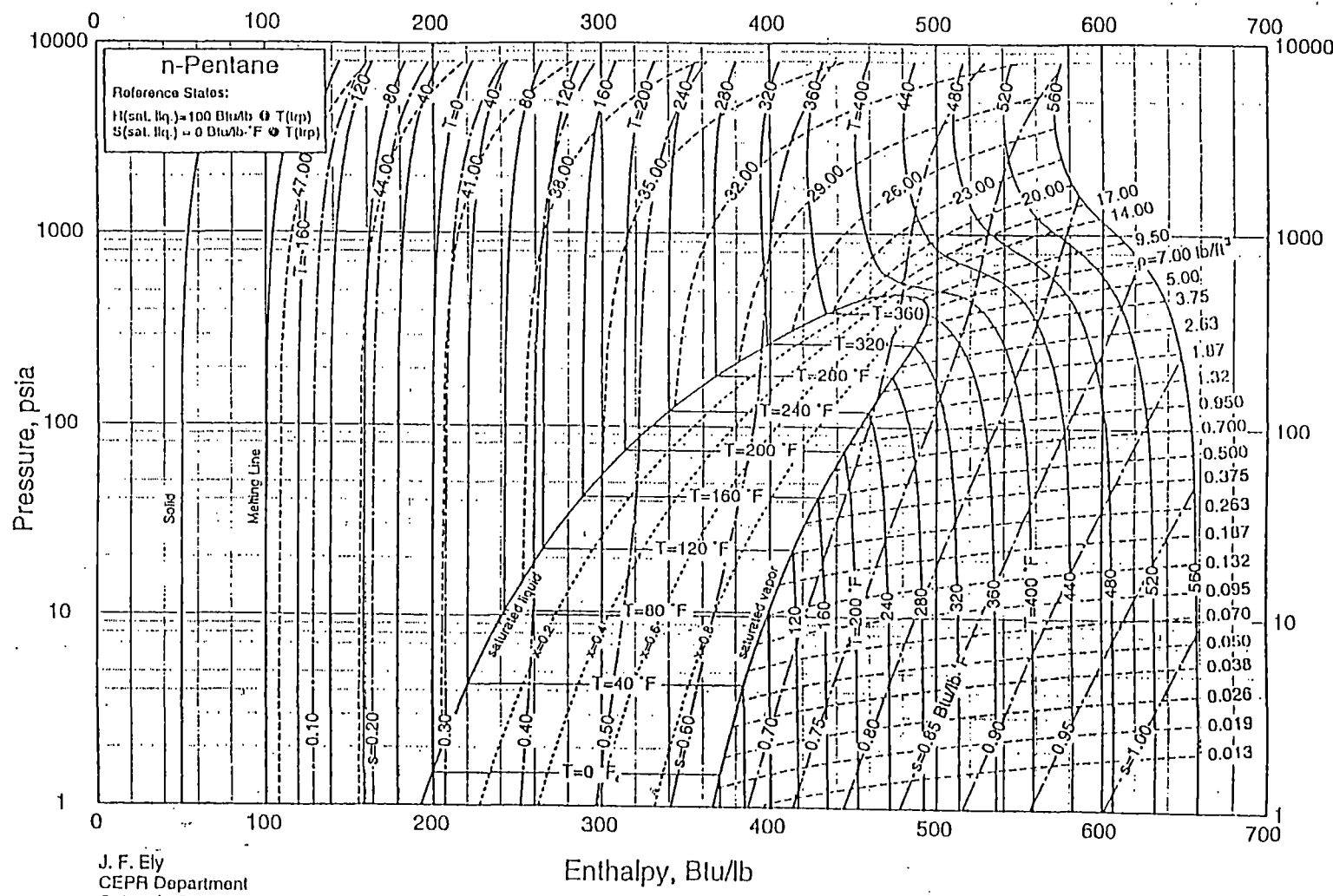
FIG. 24-30



J. F. Ely
CEPR Department
Colorado School of Mines

i-Pentane P-H Diagram

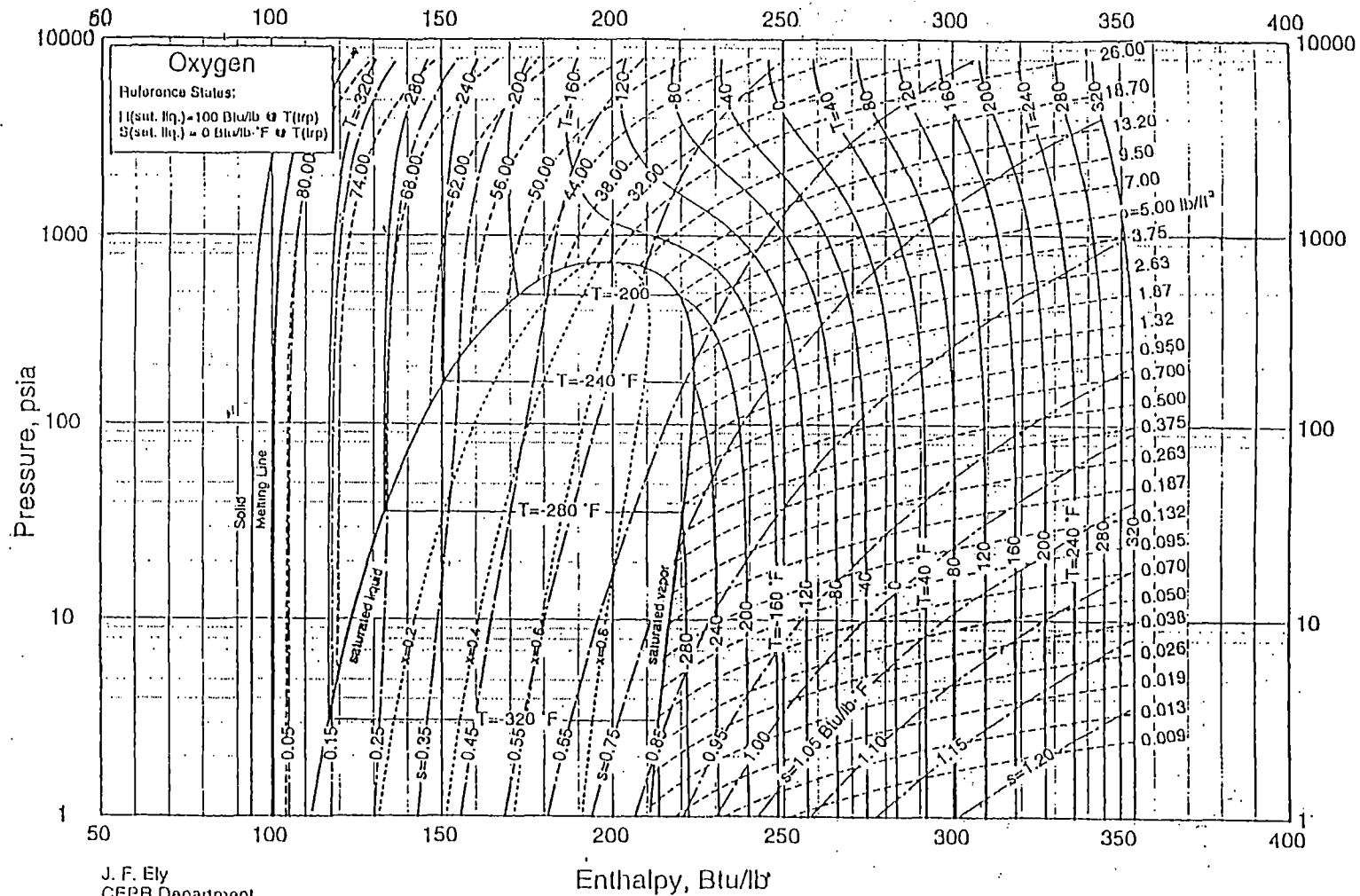
FIG. 24-31



J. F. Ely
CEPR Department
Colorado School of Mines

n-Pentane P-H Diagram

FIG. 24-32



J. F. Ely
 CEPR Department
 Colorado School of Mines

Oxygen P-H Diagram

FIG. 24-33