

SECCION B : INGENIERIA QUIMICA

GAS DE CAMISEA: ANALISIS Y NUEVAS PERSPECTIVAS

Wilver Gil Benítez*

Universidad Nacional Mayor de San Marcos- Facultad de Química e Ingeniería Química
Departamento de Diseño y Análisis de Procesos
Av. Venezuela Cda 34 s/n – Lima - Perú

Abstract: New alternatives for using natural gas is presented here based upon one of the main gas resource in Peruvian history. Deposit location, chemical composition, historical antecedents of natural resources and a critical review on technological changes in petrochemistry as also obsolete technological processes are reported. Also, Camisea Gas exploitation is analyzed under conventional technology scenario: to use gas as a fuel; and a potentially second scenario with emerging modern technology that gives an even more worthy value to solve economic problems of commercial balance as well as those of pollution and ecology.

Key Words: Natural Gas, Camisea, obsolescencia, gasoducto, poliducto, Fischer-Tropsch, GTL, DME

Resumen. Se presentan nuevas alternativas de uso de uno de los recursos gasíferos de mayor importancia en la historia del Perú. Se informa sobre la ubicación del yacimiento, composición química, antecedentes históricos de riquezas naturales, una crítica sobre los cambios tecnológicos en la petroquímica y el obsolescencia. Se analiza la explotación del gas de Camisea bajo el escenario de la tecnología convencional que conduce al uso como combustible y la potencialidad de un segundo escenario con tecnología moderna y emergente que da un mayor valor agregado y que soluciona problemas económicos de la balanza comercial y a la vez los del tipo de contaminación y ecológico.

Palabras Clave: Gas Natural, Camisea, obsolescencia, gasoducto, poliducto, Fischer-Tropsch, GTL, DME

Objetivo

Mostrar a la comunidad las diferentes tecnologías y procesos factibles para la explotación comercial del gas natural, desde el proceso convencional con uso de gasoductos y poliductos hasta las nuevas alternativas de tecnologías emergentes, tales como las de conversión gas a líquido (GTL), oxidación acoplada (DME), oxidación directa (metanol), las cuales se usan como combustibles y a la vez son productos petroquímicos. Estas tecnologías generan productos de alto valor agregado con el mínimo de contaminación ambiental, menor costo de inversión en la producción y distribución y que contribuirían al desarrollo petroquímico significando importantes ahorros de divisas y contribuyendo significativamente en el balance positivo de la balanza de pagos respecto a hidrocarburos.

Es a través de esta edición que la Facultad de Química e Ingeniería Química cumple este compromiso ante la Comunidad Académica y público en general brindando alternativas y escenarios de visión futura a fin de que se tomen las mejores decisiones para bien del país.

El Yacimiento Gasífero

Es realmente una gran suerte para todos los peruanos que en nuestro territorio desde épocas remotas se haya generado y conservado entre 300 a 400 millones de años las condiciones anaeróbicas, bioquímicas y geológicas formados por restos de plantas y animales microscópicos que precipitaron al fondo del yacimiento y que luego fueron sepultados por un fino lodo traído desde las alturas de los andes por los ríos. El lodo se fue endureciendo hasta convertirse en rocas sedimentarias constituyendo un sellado con paredes impermeables que en el pasado y aun en la actualidad se mantienen sin haber sufrido fracturas ni fallas pese a los fuertes movimientos sísmicos propios de la región volcánica del sur del país y que hubieran permitido ocasionar fugas de gas descomprimando e inutilizando el reservorio por completo.

Las reservas de gas natural no asociado ubicadas en Camisea y Pagoreni, al lado oriental de la Cordillera de los Andes, en el valle del Bajo Urubamba, y a las riveras de los ríos Cashiriari y Camisea en el Departamento del Cuzco, constituyen el mayor hallazgo gasífero

*E-mail : decanoqui@unmsm.edu.pe

en la historia del Perú con yacimientos en forma de corredores; San Martín de 25 Km de largo por 5 Km de ancho y cruzando el río, al otro lado de la rivera a solo 7 Km de distancia se encontró otro yacimiento: Cashiriari de 35 Km de largo y 5 Km de ancho. Tiempo después en la misma rivera y a solo 4 Km de este último se ha ubicado un tercer yacimiento denominado Pagoreni de magnitudes similares a la de San Martín, **Fig. 1**.

La cuantificación de la capacidad de gas natural almacenado^[1,2] en estas reservas está dada en la **Tabla 1**.

Tabla 1 - Reservas de gas natural

Cashiriari	12.2 x 10 ¹² pies ³
San Martín	4.4 x 10 ¹² pies ³
Pagoreni	4.0 x 10 ¹² pies ³
Total	20.6 x 10 ¹² pies ³

Estas reservas ubican al país en el cuarto lugar en Latinoamérica en reservas probadas de gas natural después de México, Venezuela y Argentina.

Para nuestro país el yacimiento encontrado es uno de los más importantes en su historia, sin embargo para el mercado internacional no es tan significativo si consideramos por ejemplo que el consorcio de empresas internacionales conformado por la British Petroleum (BP), Amoco y Arco negocian alrededor de **8 x 10⁹ pies³** por día y tienen reservas del orden de 42 trillones de pies cúbicos de gas^[3], es decir más de 2000 veces el yacimiento de Camisea.

Tabla 2 - Composición del gas natural^[4]

COMPONENTE	% MOLAR
Nitrógeno	0.7
Bióxido de Carbono	0.3
Metano	80.3
Etano	9.8
Propano	3.8
Iso-Butano	0.6
n-Butano	1.1
Iso-Pentano	0.5
n-Pentano	0.4
Hexanos	0.6
Heptano +	1.9
TOTAL	100.0

En el negocio del gas natural se definen los siguientes términos:

- Gas combustible; constituido básicamente por metano y etano.

Líquidos o condensados del Gas Natural (Liquid Natural Gas: LNG), que a su vez incluye:

- Gas Licuado de Petróleo (GLP); constituidos por Propano, Iso-Butano y n-Butano. Este gas condensado es el conocido gas de cocina que se comercializa para las amas de casa en balones metálicos.
- Los condensados; (Constituidos por pentanos, hexanos, heptanos o mayores).

Es importante anotar que adjunto al gas se encuentran valiosas reservas de condensados, que tienen tanto valor económico como el gas en sí (los condensados se denominan a los hidrocarburos líquidos ligeros que acompañan en los yacimientos al gas natural) y que se estima sea del orden de 600 millones de barriles dando una capacidad de explotación de 50,000 bbl por día de condensados con valor económico de aprox. US\$1'600,000 diarios (como referencia esta cantidad es similar a la cantidad de destilados que producen por día en conjunto las refinerías La Pampilla y Conchán).

Tabla 3. Composición probable del condensado de Camisea^[5]

COMPONENTE	% MOLAR
ETANO	0.5
PROPANO	34.1
I-BUTANO	6.5
N-BUTANO	13.5
I-PENTANO	5.8
N-PENTANO	5.7
HEXANOS	8.3
HEPTANOS	7.6
OCTANOS	7.1
NONANOS	4.0
DECANOS	2.6
DODECANOS +	2.8
TOTAL	100.0

Antecedentes históricos

La historia del Gas de Camisea se inicia el 10 de Junio de 1981 cuando Petroperú y la Shell firman el contrato de explotación de los lotes 38 y 42 para la búsqueda de petróleo líquido, «no gas», según se establecía en la cláusula 5.10 del mencionado contrato donde se indicaba que si Shell descubriera gas natural no asociado, las partes en el plazo de seis meses negociarían los términos para un Contrato de

Operaciones para la explotación del Gas Natural y Proyecto de Camisea, el cual no llegó a firmarse en 1985 ni en 1988 por razones diversas, tales como inestabilidad del precio del gas, falta de confirmación de las reservas, variaciones en el precio del crudo, necesidad de reprocesar las líneas sísmicas además de las de carácter político.

El 17 de Mayo de 1996 se suscribe el Contrato de Licencia para la "explotación de hidrocarburos", entre la empresa estatal Perupetro S.A. y el Consorcio Shell Prospecting and Development B.V.(57.5 % de las acciones) y Mobil Exploration and Producing Peru Inc., los lotes 88 y 88B en la provincia de la Convención del Cuzco.

En Marzo de 1997 la Shell inicia una serie de seis perforaciones de los pozos de Cashiriari y San Martín con el fin de confirmar las reservas gasíferas y definir su posición futura.

El 15 de Julio de 1998 Shell Prospecting and Development Peru informan a las autoridades peruanas de no seguir adelante con las negociaciones de explotación, distribución y comercialización del Gas de Camisea.

El 03 de Junio de 1999 se promulga la Ley N°27133 estableciendo los parámetros para la Promoción del Desarrollo de la Industria del gas Natural en el Perú.

En de 1999 se establecen los Reglamentos de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del gas Natural con el D.S. 040-99-EM contenido en 16 artículos.

ESTADO ACTUAL

Después de diecinueve años de indecisiones se convoca a una nueva licitación internacional.

En Marzo del 2000, se da la buena pro al Consorcio formado por las compañías Pluspetrol, Hunt y SK otorgándose un 37.24% de regalías sobre el ingreso de ventas de gas.

Aun no se han dado las bases para la licitación del transporte y la de distribución.

Es obvio que la explotación de los yacimientos del Gas de Camisea y Pagoreni implican interés nacional y por ende es explicable la presencia de un matiz político, pero lo más resaltante es la falta de gestión administrativa originados por un desconocimiento del negocio gasífero en el país.

Sin embargo esta demora debe considerarse desde un aspecto positivo, pues están en proceso el resurgimiento y maduración de nuevas tecnologías que tienden a convertir en obsoletas las formas convencionales de la explotación y

beneficio del gas natural. Por otro lado, se prevé una crisis en la industria petrolera en las próximas décadas al afrontar el serio compromiso de cumplir ante un escenario con una continua disminución de reservas, crudos más pesados, mayor costo de extracción y producción y más aun la dificultad de cumplir los serios requerimientos de los organismos internacionales de control ambiental ante la emisión de componentes sulfurados y poliaromáticos. Actualmente el organismo que asocia a los países productores del petróleo (OPEP), han acordado reducir la oferta de crudo causando un incremento de crudo hasta US\$31 por barril(bbl). Se estima al nivel mundial que las reservas de petróleo natural tendrán una duración de 45 años.

LOS CAMBIOS TECNOLÓGICOS Y LA HISTORIA REPUBLICANA DEL PERÚ

La modernización y la aparición de nuevas tecnologías han marcado profundas huellas en la historia de nuestro país de las que se pueden obtener lecciones amargas del pasado en cuanto a la explotación de sus riquezas naturales.

- El Guano de las Islas, magnífico fertilizante acumulado por las aves guaneras durante siglos en las islas sureñas y del litoral, constituyó desde 1840 una fuente importante de divisas y por consiguiente bienestar y progreso para el país durante el gobierno del Mariscal Ramón Castilla, sin lo cual no hubiera podido realizar las obras que lo sindicaron como el mejor presidente de la república en siglo XIX. Posteriormente vino una degradación en el sistema de comercialización sea por venta directa del estado, por consignación o por el monopolio del Contrato de Dreyfus en 1869^[6].
- El Salitre de Tarapacá y Atacama, uno de los yacimientos más grandes en el mundo de nitratos naturales, resultó entonces fuente preferente de nitrógeno y potasio para los urgidos campos agrícolas de Europa durante la segunda mitad del siglo XIX, así como componente estratégico en ese entonces para la preparación de la pólvora. La explotación de estos yacimientos generó importantes fuentes de divisas y riqueza para el Perú lo que despertó la ambición de nuestro vecino del sur, provocando la invasión militar que se inició el 14 de Febrero de 1879 y que culminó con la cesión de Arica y Antofagasta el 31 de Agosto de 1882. El Perú quedó con su sistema económico y militar colapsado, el patrimonio

nio cultural de entonces saqueado, incluyéndose bienes culturales de la UNMSM los cuales fueron llevados a Chile.

En 1908 el avance científico toma la revancha y el científico alemán Fritz Haber (1868-1934)^[7] y sus colaboradores entre ellos el Dr. Alejandro Moser Blessing, descubren el proceso de síntesis del amoniaco a partir del nitrógeno e hidrógeno mediante lo cual años después, en 1913 inician la producción a escala comercial de los compuestos nitrogenados sintéticos que sustituyen al salitre y al guano de las islas dejando éstos de ser fuentes de abono nitrogenado preferidas en la agricultura internacional de ese entonces.

Irónicamente 40 años después, Alejandro Moser Blessing.^[8] llegó al Perú y fue invitado a participar como catedrático en la UNMSM, fue el primer Decano de la Facultad de Química de la UNMSM el 08 de Mayo de 1946.

El caucho natural (*Hevea Brasiliensis*), originaria de la Selva Amazónica, del cual se obtiene el polímero natural del cis-1,4 poliisopreno, motivó un repentino enriquecimiento en nuestra Amazonía motivado por las necesidades de la industria norteamericana y europea ante el bloqueo temporal de las zonas habitualmente productoras del readaptado caucho en el oriente medio antes de la Guerra de USA – Corea (1941). Similar a la Guerra con Chile, este recurso natural dió causa al Conflicto de Leticia con Colombia.

Nuevamente los científicos con el avance tecnológico sintetizan el caucho sintético, 1-4 butadieno y el estireno (SBR) en 1933 sustituyendo el caucho natural, esta tecnología fué desarrollada industrialmente en 1943 por los Estados Unidos de Norteamérica, la mezcla de los polímeros del polibutadieno y poliestireno en proporciones varias, confiere mejores propiedades al caucho artificial frente al caucho natural en la fabricación de llantas, cámaras y otros artículos de jebe.

Desde entonces, la explotación y producción del caucho natural quedó desplazada por la nueva tecnología y la Selva Peruana volvió a su natural tranquilidad.

Un recurso contemporáneo, la harina de pescado y el aceite de pescado son aun interesantes fuentes de proteínas y vitaminas que no ha sido desplazada por la tecnología moderna. Constituyen un recurso que requiere mayor atención para la alimentación de la población en el futuro.

- Los Yacimiento de Rocas Fosfóricas y Salmueras de Bayovar, el más grande yacimiento de fosfatos del mundo, desafortunadamente no ha sido debidamente explotada como abono ni como materia prima para la manufacturas de fosfatos y polifosfatos. Es necesario también indicar que al existir normas internacionales que limitan el uso de componentes fosfatados en los desechos líquidos sobre contaminación en los lagos y ríos, las compañías productoras de detergentes han limitado su uso.

LAS TECNOLOGIAS OBSOLETAS Y LA HISTORIA DE LA PETROQUIMICA EN EL PERU

Las grandes empresas internacionales licenciadoras de tecnologías de procesos son conocedoras que los procesos industriales no son eternos sino que tienen un desarrollo cuasi vegetativo, es decir, nacen, se desarrollan y mueren.

Las plantas industriales y las tecnologías tienen un periodo de vida útil; los procesos químicos son creados en los laboratorios donde se sintetizan cantidades pequeñas de producto en el orden de gramos, luego los ingenieros de proceso implementan plantas pilotos donde ensayan tecnologías produciendo cantidades mayores, en el orden de kilogramos y cuando la tecnología está ampliamente probada, finalmente se construyen las primeras plantas industriales en las que se hacen grandes inversiones y la producción es entonces del orden de toneladas por día. Basados en la novedad y ventajas de un nuevo proceso se incrementan un mayor número de plantas industriales logrando pleno desarrollo y expansión durante varios años hasta que científicos y tecnólogos desarrollan un nuevo proceso con ventajas respecto al anterior el cual se desarrolla y expande, y el ciclo de vida útil tecnológico vuelve a repetirse.

La Industria Petroquímica en el Perú tiene un incierto nacimiento y un desarrollo incipiente^[9].

En 1959, se pone en marcha FERTISA, en el Callao, productora de fertilizantes en base a amoniaco y ácido nítrico con tecnología italiana. Se considera petroquímica porque el hidrógeno era obtenida por descomposición pirolítica del petróleo.

En 1965, entra a funcionar la Planta de Fertilizantes de Cachimayo, Cuzco, empleando hidrógeno electrolítico.

En 1968, a consecuencia de la suscripción del Perú a la ex-ALALC (Acuerdo Latinoamericano de Libre Comercio) y el nacimiento del Grupo

Andino en 1969, conformado por Perú, Venezuela, Colombia, Ecuador y Bolivia se creó un Grupo Técnico de Coordinación para efectuar un estudio integral de la petroquímica en el marco de la integración.

Consecuentemente se solicitó a la firma francesa Bureau d'études industrielles et de coopération de l'institut français du petrole (BEICIP) que realice un Plan de Desarrollo y a la firma japonesa Japan Gasoline el Estudio de Mercado y Preinversión. Como conclusión de estos trabajos se recomendó la instalación de un complejo Petroquímico Integrado adyacente a la Refinería La Pampilla^[10]

En 1971 se creó la Comisión de Petroquímica, la cual contrató a la firma PROCHIM de Rumania, para preparación de las bases de la licitación.

En 1974 el proyecto Petroquímico es trasladado del Ministerio de Energía y Minas al de Industrias. Un grave error pues en este último sin recursos económicos generaría una actividad burocrática que retardaría el proyecto hasta su desaparición.

En 1975, INDUPERU dependiente del Ministerio de Industrias de entonces, es encargada del proyecto Petroquímico.

En 1976 INDUPERU presenta un proyecto ampliado con el Complejo Petroquímico de Bayóvar y en 1977 es autorizada para la ejecución de la primera etapa mediante concurso internacional.

En 1978 seleccionan a TECHNIP de Francia para la construcción del Complejo, pero deviene un cambio de gobierno y el anuncio de una nueva Ley de Industrias.

En 1981 se pasa el proyecto de INDUPERU a PETROPERU para concertar contrato con TECHNIP lo cual no tuvo aceptación y en Junio de ese mismo año se dispuso la disolución de INDUPERU después de 11 años de existencia.

Lamentablemente no se concretó el Proyecto del Complejo Petroquímico hasta nuestros días. Sin embargo PETROPERU fue la única entidad estatal que cumplió con el compromiso ante el Grupo Regional Andino (GRAN) de construir las plantas petroquímicas asignadas al Perú en 1969.

En 1970, PetroPerú, convocó a licitación internacional la construcción de una Planta de Solventes "llave en mano", paradójicamente es declarada ganadora la empresa que oferta la tecnología obsoleta, la de sulfonación del propileno, la planta fué construída con equipos y tuberías de acero inoxidable, uno de los materiales mas caros. en las inmediaciones de la

Refinería Talara. La materia prima básica era el propileno proveniente de la planta de craqueo catalítico.

Las Plantas industriales petroquímica construídas en el Perú tuvieron graves fallas de concepción tecnológica y cuya desaparición física merecen una mayor atención e investigación,^[11] éstas son las siguientes:

- Planta de Solventes de Talara. Inicia operaciones en Julio de 1979 con una capacidad de 10,650 TM/año de Alcohol Isopropílico (IPA) y 5,000 TM/año de Acetona, años mas tarde con modificaciones operativas en el reactor de conversión se inició la producción de metil etil cetona (MEK). La planta cerró operaciones en Mayo de 1992, debido a fallas en la selección de tecnología, se seleccionó un proceso patentado en 1920 por la Standard Oil (EXXON) de oxidación indirecta empleando ácido sulfúrico concentrado como intermediario ocasionando alta corrosión, alto costo de operación y graves efectos de contaminación. En adición el déficit de la materia prima, propileno, debido a una mala política de consumo y por razones políticas se prefería abastecer las necesidades del mercado de LPG empleando propileno en vez de propano. El Perú es tal vez el único país en el mundo que quema este importante petroquímico, como combustible, pues conforma parte del balón del gas de cocina (LPG).
- Planta de Negro de Humo de Talara: Arrancó en Junio de 1976 con una capacidad de 7,700 TM/año, se amplió a 10,000 TM/año en 1988. Cerró operaciones en Marzo de 1992. Falla en la selección de la tecnología del proceso.
- Complejo de Fertilizantes de Talara: Conformado por una Unidad de procesamiento de amoniaco de 300TM/día, una Unidad de Urea de 510 TM/día y una Planta de Servicios Auxiliares. Construída con una inversión de 4.13 MMUS\$ arrancó en 1974 y cerró operaciones en Mayo de 1991. La mayor falla residió en la mala determinación de la Capacidad de Planta de 280 TMD cuando el tamaño mínimo de planta es de 2000 TMD (Año 1995), con lo cual no es posible competir en el mercado. La otra falla operativa fue la carencia de gas natural.
- Planta de Fertilizantes de Cachimayo en el Cuzco: Las fallas fueron el tamaño de planta y la de seleccionar la tecnología

del proceso de obtención de hidrógeno por vía electrolítica en lugar de seleccionar la de obtención de hidrógeno por craqueo de hidrocarburos. La Planta ha permanecido cerrada por largos años, actualmente se le utiliza para la producción de Nitrato de Amonio.

- Planta Agroindustrial de Polímero de Cloruro de Vinilo (PVC) a partir de alcohol de la Caña de Azúcar. Proyecto único en el mundo, concebido erróneamente, no fue posible soportar la competencia de libre importación por los altos costos de producción. La planta fue vendida a Andina Plast por US\$168,000. No se conoce de su operatividad actual.

En 1985 dentro del Grupo Andino, el Perú tenía el 10.5% de la capacidad productiva de los 162 productos químicos típicos producidos por la Región, mientras el conjunto de Colombia y Venezuela tenía el 89%. Actualmente se tiene solo el 5.6%, es decir se ha retrocedido.

PRESENTE Y FUTURO: LAS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA LA EXPLOTACION DEL GAS DE CAMISEA

Los escenarios alternativos que se visualizan para la explotación del Gas de Camisea pueden clasificarse en dos campos:

1. Escenarios con la tecnología convencional.
2. Escenarios con tecnología de avanzada.

1. La Tecnología Convencional

La tecnología convencional considera la opción de transportar el gas o energía al mercado por los siguientes medios:

- Gasoducto
- Transmisión por cable eléctrico ("gas by wire")
- Gas Natural Licuado (LNG)

El transporte de gas natural (metano y etano) por gasoducto hacia áreas de mercado para uso como combustible es el más desarrollado y de uso común en la actualidad.

El transporte de la energía del gas natural por cable eléctrico a los centros de consumo es otra alternativa viable pero lamentablemente de alta inversión y no brinda alternativas para el desarrollo petroquímico.

Para la alternativa del gasoducto se describen las etapas que se asume se llevarán a cabo empleando lo mejor de la tecnología.

- Establecimiento de una Planta de separación y reinyección de gas en los mismo campos de Camisea, Cashiriari y Pagoreni.

- Tendido del gasoducto y poliducto hacia la costa..
- Planta de fraccionamiento de condensados.
- Construcción de tanques pulmones de gas en las cercanías a Lima.
- Distribución del gas.

Planta de Separación y Reinyección en Camisea.

Adjunto al gas natural dentro de los yacimientos se encuentran los condensados, los cuales deben de fluir hacia la superficie por la presión interna del pozo. Por consiguiente la presión dentro del pozo no debe de decaer. A fin de mantener la presión es necesario hacer **reinyección** del gas seco, metano y etano nuevamente a pozo.

Los gases emergentes contienen también vapor de agua y bióxido de carbono. Es necesario remover estos dos componentes porque a altas presiones y bajas temperaturas los hidrocarburos ligeros tienden a formar hidratos de hidrocarburos, sólidos y el bióxido de carbono tienden a solidificarse y ocluir ductos y válvulas.

Para realizar la operación de deshidratación y remoción del CO₂ se debe pasar el flujo de gas emergente por una columna de absorción en contracorriente de trietilenglicol (TEG) y luego a través de un lecho empaquetado de tamices moleculares que permitirán obtener un gas natural seco con menos de 1 ppm de agua.

Para un proceso de **separación por absorción**, el gas natural libre de agua y bióxido de carbono deberá ser conducido a una de las tres columnas de absorción donde deberá encontrarse en contracorriente con flujo refrigerado de aceite, el cual selectivamente absorberá todos los gases excepto al metano y parcialmente al etano, aproximadamente deberá ser el 50% de etano.

Debe indicarse que si se considerase en la comercialización del gas natural la venta de etano para fines petroquímicos, podría ser económicamente ventajoso el proceso de **separación criogénica** pues permite una recuperación de etano mayor del 60%.

La corriente gaseosa que contiene metano y etano, "gas seco" es comprimida por potentes turbocompresores, los gases comprimidos son divididos en dos flujos. Una corriente es reinyectada al pozo y la otra de 200 MMCF es enviada al gasoducto.

El aceite refrigerado rico en gases absorbidos es bombeado a columnas despojadoras donde es descomprimido y los gases son

Fig. 1. Yacimiento de Camisea

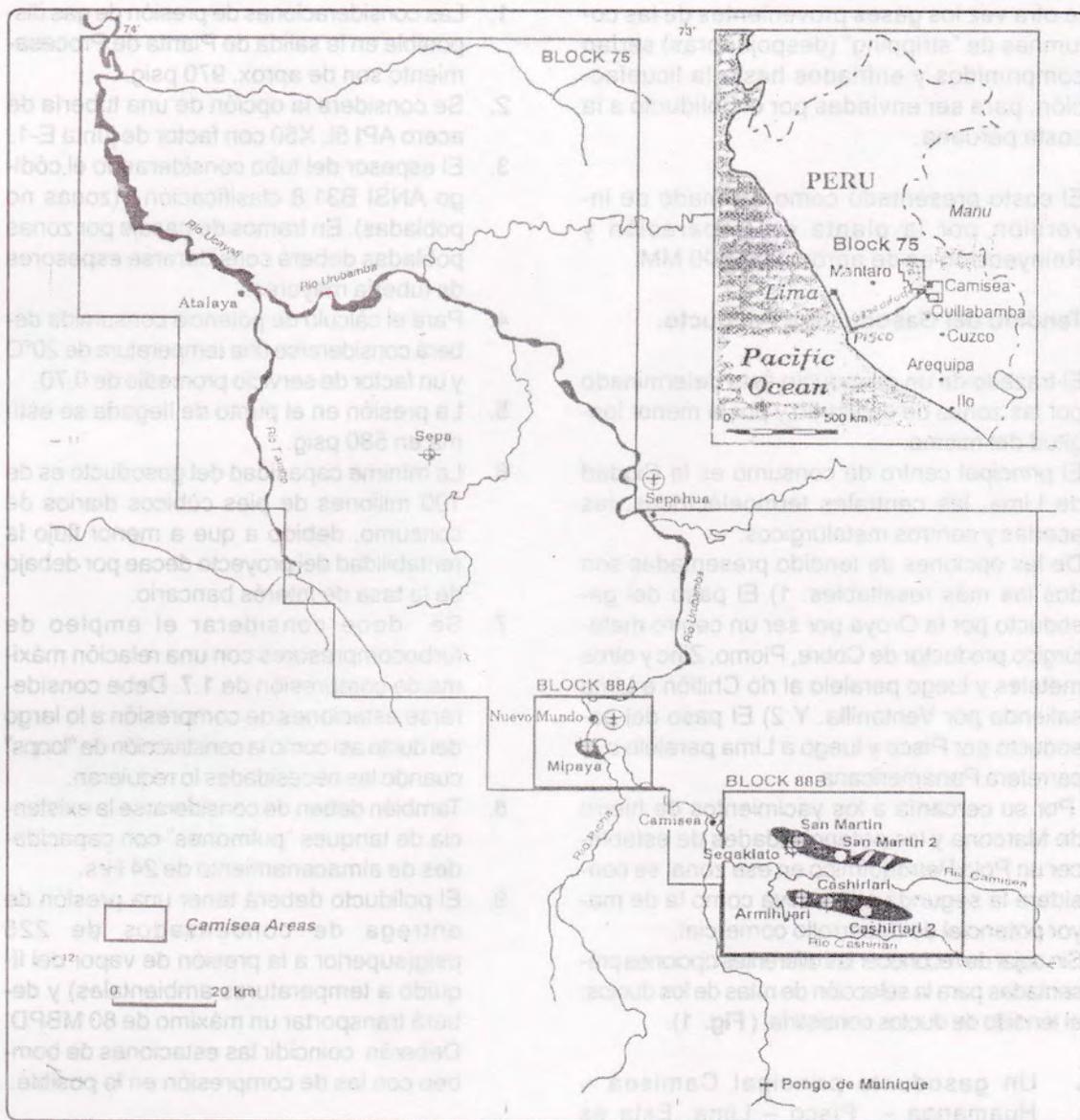
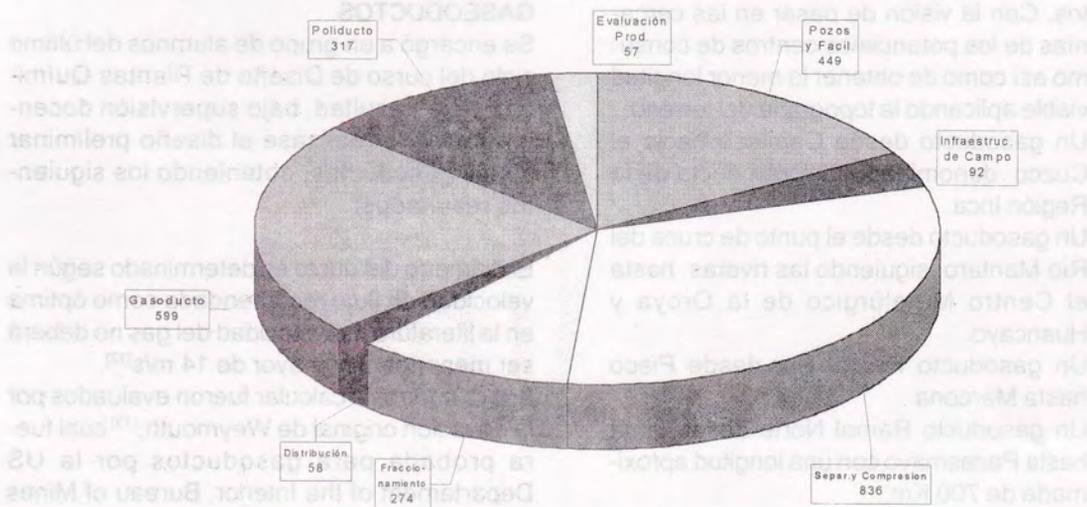


Fig. 2. Estructura de inversión (millones de U. S. Dólares)



deabsorbidos selectivamente. Posteriormente otra vez los gases provenientes de las columnas de "stripping" (despojadoras) serían comprimidos y enfriados hasta la licuefacción, para ser enviadas por el poliducto a la costa peruana.

El costo presentado como estimado de inversión por la planta de Separación y Reinyección es de aprox. US\$800 MM.

Tendido del Gasoducto y Poliducto.

El trazado de un gasoducto esta determinado por las zonas de consumo y por la menor longitud del mismo.

El principal centro de consumo es la Ciudad de Lima, las centrales termoeléctricas, las acerías y centros metalúrgicos.

De las opciones de tendido presentadas son dos las más resaltables: 1) El paso del gasoducto por la Oroya por ser un centro metalúrgico productor de Cobre, Plomo, Zinc y otros metales y luego paralelo al río Chillón a Lima saliendo por Ventanilla. Y 2) El paso del gasoducto por Pisco y luego a Lima paralelo a la carretera Panamericana.

Por su cercanía a los yacimientos de hierro de Marcona y las potencialidades de establecer un Polo Petroquímico en esa zona, se considera la segunda alternativa como la de mayor potencial de desarrollo comercial.

Sin dejar de reconocer las diferentes opciones presentadas para la selección de rutas de los ductos, el tendido de ductos consistiría: (Fig. 1).

- Un gasoducto principal Camisea – Huamanga – Pisco – Lima. Esta es presumiblemente la propuesta de Shell luego de un estudio de optimización de costos. Con la visión de pasar en las cercanías de los potenciales centros de consumo así como de obtener la menor longitud viable aplicando la topografía del terreno.
- Un gasoducto desde Camisea hacia el Cuzco denominado también ducto de la Región Inca.
- Un gasoducto desde el punto de cruce del Río Mantaro, siguiendo las riveras hasta el Centro Metalúrgico de la Oroya y Huancayo.
- Un gasoducto Ramal Sur desde Pisco hasta Marcona .
- Un gasoducto Ramal Norte desde Lima hasta Pacasmayo con una longitud aproximada de 700 Km.

PARAMETROS DE DISEÑO DEL GASODUCTO

1. Las consideraciones de presión de gas disponible en la salida de Planta de Procesamiento son de aprox. 970 psig.
2. Se considera la opción de una tubería de acero API 5L X50 con factor de junta E-1.
3. El espesor del tubo considerando el código ANSI B31.8 clasificación 1 (zonas no pobladas). En tramos de pasaje por zonas pobladas deberá considerarse espesores de tubería mayores.
4. Para el cálculo de potencia consumida deberá considerarse una temperatura de 20°C y un factor de servicio promedio de 0.70.
5. La presión en el punto de llegada se estima en 580 psig.
6. La mínima capacidad del gasoducto es de 100 millones de pies cúbicos diarios de consumo, debido a que a menor flujo la rentabilidad del proyecto decae por debajo de la tasa de interés bancario.
7. Se debe considerar el empleo de turbocompresores con una relación máxima de compresión de 1.7. Debe considerarse estaciones de compresión a lo largo del ducto así como la construcción de "loops" cuando las necesidades lo requieran.
8. También deben de considerarse la existencia de tanques "pulmones" con capacidades de almacenamiento de 24 Hrs.
9. El poliducto deberá tener una presión de entrega de condensados de 225 psig (superior a la presión de vapor del líquido a temperaturas ambientales) y deberá transportar un máximo de 80 MBPD. Deberán coincidir las estaciones de bombeo con las de compresión en lo posible.

DIMENSIONAMIENTO DE LOS GASEODUCTOS

Se encargó a un grupo de alumnos del último ciclo del curso de Diseño de Plantas Químicas de la Facultad, bajo supervisión docente, para que realizase el diseño preliminar de los gasoductos, obteniendo los siguientes resultados:

El diámetro del ducto es determinado según la velocidad de flujo recomendada como óptima en la literatura. La velocidad del gas no deberá ser menor de 8 ni mayor de 14 m/s^[12].

Los diámetros a calcular fueron evaluados por la ecuación original de Weymouth,^[13] cual fuera probada para gasoductos por la US Department of the Interior, Bureau of Mines

con rango de presiones de 30 a 600psig, luego Dunning recomendó esta ecuación para diámetros de hasta 24 pulgadas y velocidades promedio desde 15 a 30 pies por segundo:

Ecuación de Weymouth

$$q_h = 28.0 d^{2.667} [(P_1^2 - P_2^2)/S_g L_m (520/T)]^{0.5}$$

Donde:

q_h Caudal en pies cúbicos estándar por hora

d Diámetro interno en pulgadas

P₁ Presión inicial en psi

P₂ Presión de descarga en psi

S_g Gravedad Especifica respecto al aire

L_m Longitud en millas

T Temperatura en grados Ranking

Para un flujo de 200 MMPCD, una velocidad económica mínima de 24 pies/s (8.0 m/s), una presión inicial de 426 psia, una presión de estación de 100 psia, Gravedad Especifica calculada de 0.77, una constante $k = C_p/C_v = 1.27$ y una longitud de ducto de 670 Km.

Se obtiene un promedio de 24 pulgadas de diámetro. Lo cual está dentro de lo esperado. Pero también debe observarse que el diámetro puede ir disminuyendo según se vaya abasteciendo a los principales centros de consumo.

Longitud estimada para la ruta:

Longitud Horizontal = 650 Km

Longitud Vertical = 20 Km

Longitud Total = 670 Km

También se puede hacer un estimado del número de estaciones de resurización del gas.

Primera Estación: Inicial

Segunda Estación: 381 Km (237 millas)

Cada estación estaría conformado por tres turbo-compresoras centrífugas: Dos en funcionamiento y una en "stand-by".

Estimado preliminar del Proyecto (Fig. 2)

Plantas de compresión: US\$ 30MM

Gasoducto y Poliducto: US\$ 900MM(1990)

El ducto de condensados(LNG) estará sometido a fuertes presiones estáticas por la particularidad de la topografía del terreno.

El diámetro del tubo de condensados se estima del orden de 12" correspondiente a rating 900 ANSI.

Se requerirán cinco estaciones de bombeo con una potencia instalada total de 30,000 HP.

Se comprende la extensión de un gasoducto y un poliducto para el transporte de los condensados, paralelos con dirección oeste, siguiendo un arco hacia el Sur, desde la zona de

Camisea hasta la Ciudad de Lima, principal centro del mercado. Atravesando toda la región andina y llegando hasta Pisco en la Costa y dirigiéndose hacia Lima.

DESARROLLO DEL MERCADO NACIONAL

El Gas Natural es intensivamente usado como combustible ideal para el funcionamiento de los generadores termoeléctricos de las poblaciones urbanas a razón de 0.2 millones de pies cúbicos/día por megawatt. En el caso de Lima un mercado cautivo son las potentes tubogeneradoras de Ventanilla.

Un uso intensivo también corresponde a la aplicación como combustible de uso doméstico, para ello se requiere una gran inversión para instalar redes subterráneas de distribución en las ciudades a las que lleguen las troncales de gas.

La demanda interna del GLP es de 10MBPD y se comercializa mayormente en balones de gas licuado y se considera que será mayor con una adecuada política de precios. La oferta del GLP estaría en el orden de 44MBPD.

Centros de especial atención son las siderúrgicas de hierro con un consumo de 340 m³ gas natural por tonelada de hierro esponja, producto que el país importa. Posiblemente las Siderúrgicas de Chimbote y de Arequipa estén planeando dicha posibilidad.

Es importante considerar dentro del espectro el potencial uso del gas de Camisea y Cashirari que existen grandes yacimientos de hierro/fosfato en Chacabamba - Querobamba, respecto al volumen del yacimiento existen varias versiones, pero se indica que es del orden de mil millones de toneladas.

Las siderúrgicas son importantes y de nivel estratégico en el desarrollo del mercado gasífero, cabe señalar que en las **plantas de hierro esponja** se producen como subproductos grandes cantidades de gas de síntesis: H₂ y CO, los cuales son los componentes básicos para la implementación de los Procesos Fischer-Tropsch.

Como ocurre en otras partes del mundo, alrededor de las plantas de hierro esponja se instalan vecinas Plantas de Formaldehído, Metanol, Amoniaco, Urea y otros petroquímicos que usan las mismas facilidades. Particular atención debe darse a las modernas tecnologías de síntesis de combustibles Gas a Líquido (GTL) para la obtención de hidrocarburos sintéticos tales como gasolina, kerosene y diesel sintéticos a costos que deben estar en el orden de US\$14 a \$18/barril, lo cual con-

vertirían a estas futuras plantas de procesos altamente competitivo con respecto al diesel destilado del petróleo natural.

Es necesario indicar que estas renovadas tecnologías son altamente consumidoras de gas natural. Una planta de 10,000 barriles por día de diesel y nafta consume 100 MMSCF por día. Pero requiere una inversión del orden de US\$250 MM.

IMPACTO AMBIENTAL

Para los estudios del potencial gasífero de Camisea se realizaron estudios de impacto ambiental antes del inicio de cada etapa del proyecto de perforación exploratoria, no se construyeron carreteras de acceso a la región, casi todos los equipos fueron transportados por vía fluvial y por vía aérea.

Para el desarrollo completo y producción de los campos gasíferos será necesario analizar el impacto ambiental tomando reconocimiento de las comunidades vecinas antes, durante y después del proyecto.

Es conocido que la selva tropical es de clima húmedo, con precipitaciones muy elevadas (aprox. 3000 mm/año), con una gran biodiversidad y productividad biológica. Se indica que el mayor número de especies de mamíferos del mundo se encuentra cercanamente en la localidad de Balta, Madre de Dios^[14]. En la Reserva de Tambopata, a 400 Km de Camisea se encontraron 92 especies de mamíferos, también se determinaron 570 especies de aves y 71 especies de anfibios, todo ello dentro de un área de 5.5 Km².

Es importante analizar el impacto geofísico sobre el suelo causados por las operaciones de corte y nivelación de suelos, emplazamientos de las áreas de poblacionales, ubicación de la Planta de Separación de gases secos, compresor de reciclamiento de metano a los pozos, pozas de oxidación para los desechos humanos, instalaciones de recuperación de hidrocarburos líquidos dentro de las aguas de servicios previas al envío a los ríos. Planes de emergencia ante derrames en suelo y en los ríos, efectos del ruido en las aves y mamíferos.

NUEVAS TECNOLOGIAS DE EXPLOTACION DE GAS NATURAL

1. CONVERSION GAS A LIQUIDO: PROCESO FISCHER-TROPSCH (FT)

Paradójicamente las raíces del proceso no son nuevas sino devienen del descubrimiento de **Hanz Tropsch** y **Franz Fischer** que en 1923 trabajaron en el Instituto del Kaiser Wilhelm für Kohlenforschung, llegando a obtener por pri-

mera vez hidrocarburos sintéticos a partir del gas de síntesis. Durante y posteriormente a la segunda guerra mundial, los alemanes aplicaron este proceso intensivamente a niveles industriales (16,000 bbl/d) para abastecerse de combustibles para sus aparatos de guerra.

Posterior a la guerra, la tecnología alemana FT fue transferida a los Estados Unidos de N.A. instalándose la Planta de Hydrocol (participó Texaco) en Texas(1950) y Planta de Montebello, California(TEXACO propietario), las plantas cerraron porque la tecnología aun no era competente económicamente frente al precio del crudo natural.

En 1973 la EXXON, tras el embargo Arabe, construyó su primera planta piloto de 200 bbl/d y posteriormente una planta GTL de 40,000 bbl/d en Baton Rouge, Louisiana.

Entre 1974-1982 se instalaban en Sudáfrica tres plantas productoras de combustibles sintéticos ("mossgas") por la compañía South African Coal, and Gas Corporation(SASOL) que convierte gas natural en combustibles sintéticos. Actualmente estas plantas continúan en plena operación.

En 1980 la MOBIL construyó una planta de 14,500 bbl/d en Nueva Zelandia, la planta fue convertida en productora de metanol.

En 1993 la SHELL construyó una planta de 12,500 bbl/d de syngas. Desafortunadamente la planta de oxígeno explotó por lo que tuvo que cerrar sus operaciones en diciembre de 1997.

En los últimos diez años centros de investigación tecnológica, universidades^[15] y empresas privadas han desarrollado nuevas licencias de procesos FT en el mercado internacional. Las más importantes son: RENTECH Inc. con catalizadores de hierro, SYNTROLEUM con catalizadores sobre la base de molibdeno.

En 1998 Rentech Inc. ha ofrecido su licencia tecnológica a Texaco y Syntroleum firmado acuerdos similares con ARCO, ENRON, MARATHON GROUP, YPF y KERR-McGEE.

Syntroleum y Enron recientemente han construido una planta de 8,000 bbl/d en Sweetwater, Wyoming.

La tecnología Fischer-Tropsch es una tecnología que no sólo convierte al gas natural sino puede emplearse también carbón y agua para obtener productos combustibles líquidos comerciables de alto valor agregado y ecológicamente limpios.

Como una buena regla de cálculo aproximada se puede indicar que la razón de conversión de

gas natural a petróleo sintético es de 10,000 pies cúbicos por barril de crudo sintético, esto es, **por cada 100 millones de pies cúbicos de gas natural se obtienen 10,000 barriles de petróleo sintético con características del diesel**, exactamente lo que necesita el parque automotor peruano.

Como etapa previa al empleo del Proceso FT se separan los constituyentes de las moléculas de la materia prima, tal como el gas natural, en sus componentes básicos: hidrógeno (H_2) y carbono en la forma de monóxido (CO). La fórmula global ideal puede escribirse:



Este proceso de separación puede tener varios nombres: "reforming" o "gasificación". La mezcla de H_2 mas CO es llamada "gas de síntesis" o también "singas".

La adición de oxígeno es un paso crítico y puede determinar la rentabilidad del proceso. Se tienen varias formas de adicionar el oxígeno al proceso directamente del aire, licuando y fraccionando el aire líquido, del vapor de agua, del CO_2 o por combinación de estas fuentes. El gas de síntesis es obtenido básicamente por los dos métodos generales: Oxidación Parcial y/o Reforming.

La Oxidación Parcial (POX) es una combustión con aire u oxígeno cuidadosamente controlada debido a que solo se quiere obtener H_2 y CO, casi siempre se tiene un pequeño exceso de oxidación que conduce a la formación de un pequeño contenido de CO_2 , la reacción no requiere de catalizador y es exotérmica.

El Reformado Autotérmico (ATR), combina la oxidación parcial y el reformado, a fin de autosostenerse térmicamente el proceso. Requiere de catalizador.

En el Reformado (Reforming), el oxígeno requerido es introducido en la molécula del vapor de agua, H_2O , tanto el gas natural y el vapor son introducidos en un tubo relleno de partículas porosas de catalizador de Níquel que se mantiene con calefacción externa a una temperatura de $870^\circ C$, la reacción es endotérmica.

Tabla 4- Composición típica de gas de síntesis (Carga basada en Metano)

	H_2	CO	CO_2	TOTAL
Oxidación Parcial	62	35	3	100
ATR con aire	34	17	2	53*
Reforming	75	15	10	100

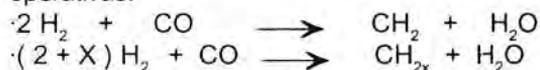
*La diferencia de 100 se debe al 47% de nitrógeno proveniente del aire

Por la aparente complejidad y el alto costo que significa, las compañías licenciadoras de procesos FT consideran el proceso "singas" como un proceso aparte del paquete tecnológico porque en esta etapa se tienen patentes y diseños propios de cada compañía de mucha competencia.

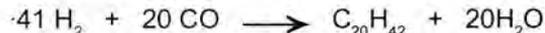
EL PROCESO FISCHER-TROPSCH (FT)

El proceso FT comienza cuando introducen el gas de síntesis ($H_2 + CO$), al reactor que contiene un catalizador metálico específico, fierro o cobalto. El diseño del reactor y la selección del catalizador son determinantes en el proceso.

El H_2 y CO se combinan para formar hidrocarburos de cadena pequeña, mediana o grande, dependiendo del catalizador y condiciones operativas.



Para una cadena de 20 carbonos la reacción global es la siguiente:



Analizando la literatura sobre el mecanismo de la reacción de síntesis F-T se puede concluir que no existe al presente un solo mecanismo aceptado por los estudiosos. En el estudio del mecanismo de reacción se han empleado instrumental químico de avanzada tales como Espectroscopía de Rayos Infrarrojos, Espectroscopía Mossbauer, Espectrometría de Fotoemisión por Rayos X, Cromatografía de Gases con Detector de Masas, Espectrofotometría de Absorción Atómica, Espectroscopía Electrónica Auger (Actualmente la UNMSM cuenta con todos los equipos arriba indicados excepto el Espectrómetro de Electrones Auger).

Los mecanismos propuestos son los siguientes:

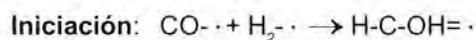
La teoría de los Carburos: La cadena crece a través de la polimerización de radicales de CH_2 adsorbidos en la superficie del catalizador.

Adsorción: $CO + \cdot \longrightarrow CO\cdot$, $H_2 + \cdot \longrightarrow H_2\cdot$

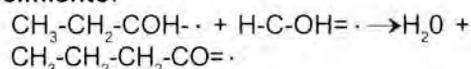
Crecimiento: $CH_3-CH_2-CH_2\cdot + CH\cdot \longrightarrow CH_3-CH_2-CH_2-CH\cdot$

Terminación: $CH_3-CH_2-CH_2-CH\cdot + H_2\cdot \longrightarrow CH_3-CH_2-CH_2-CH_3$

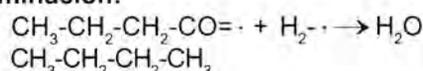
La teoría Enólica: La cadena crece debido a la condensación de grupos de hidroximetileno.



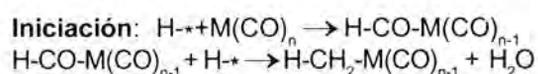
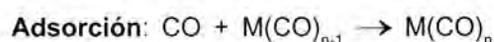
Crecimiento:



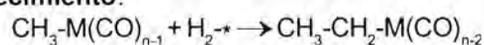
Terminación:



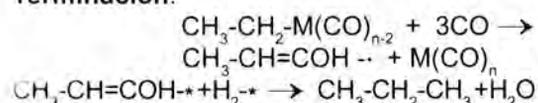
La teoría de la inserción directa: La cadena crece vía intermediarios de carbonilos.



Crecimiento:



Terminación:



Como se ha indicado anteriormente, es deseable que la materia prima sea gas natural, pero también puede emplearse como recursos carbón mineral, residuales de petróleo y asfaltos (fondos de barril) que se venden en el mercado internacional a bajo precio. Es probable que en el futuro se realice la explotación "in situ" combustionando parcialmente estos recursos justo en los yacimientos de origen. Considero que en un cercano futuro se deba analizar la potencialidad de instalar una planta aplicando el proceso **Fischer-Tropsch** en la Región Carbonífera del Alto Chicama que tiene reservas del orden de 300 MM TM de carbón antracítico de la mejor calidad en el país.

En el reactor se forman moléculas de hidrocarburos de cadenas largas que pueden llegar a conformar ceras y destilados medios, llamados también combustibles sintéticos ("*synfuel*"). Es interesante indicar que se puede establecer a criterio la longitud del tamaño de la cadena de hidrocarburo con tan solo ajustar las variables libres del proceso.

Tabla 5 - Catalizadores FT

COBALTO	FIERRO
Alto rate de conversión	Bajo rate de conversión
No es tolerante al azufre	Es tolerante al azufre
Mayor tiempo de servicio: +4 años	Menor tiempo de servicio: +4 -8 semanas
Económicamente regenerable	Económicamente no conviene regenerar
Recomendado para producir parafinas	Recomendado para producir olefinas
Compatible con el gas natural no asociado	Puede emplear materias primas de contenidos altos de azufre
Requiere de promotores caros: Ru, Re, Pt, Th	Requiere de promotores más accesibles: Cu, K

El empleo de catalizadores con esta tecnología tendrá tanta trascendencia y valor comercial en el futuro como actualmente tienen los catalizadores convencionales de craqueo catalítico del gas oil.

En el país se importa y consume a razón aproximada de dos toneladas por día de catalizadores para la producción de gasolinas de alto octanaje.

REACTORES EN EL PROCESO FT

Los tipos de lechos empleados en reactores son:

- 1. Lechos Fijos.**- Conformado por cientos de tubos conteniendo en el interior de cada tubo el catalizador bajo la forma de partículas cilíndricas o esféricas. La carga del *syngas* entra por el tope y la descarga es por el fondo junto con los productos de reacción.
- 2. Lecho Fluidizado.**- El catalizador bajo la forma de polvo poroso de gran resistencia a la fricción es colocado dentro del reactor.
- 3. Lecho Fijo-Fluidizado.**- El catalizador es colocado en un recipiente cilíndrico con un brazo o soporte inclinados, de forma tal que al pasar el gas de síntesis levanta y fluidiza el polvo catalizador en la parte superior y la parte del fondo del recipiente que es vertical se comporta como un lecho fijo.

4. **Lecho Lodoso.**- El catalizador se encuentra mezclado con cera fundida en suspensión. El *syngas* es introducido por el fondo del reactor. Los productos del reactor son filtrados del lodo de cera con catalizador.

La **Tabla 6** muestra la compañía y el tipo de reactor que patentan:

Tabla 6 – Tipos de reactores FT

TIPO DE LECHO	COMPAÑÍA
Fijo	British Petroleum Shell Sasol Syntroleum
Fluidizado	Sasol Syntroleum
Fijo-Fluidizado	Sasol
Lodizado (slurry)	Exxon Rentech Sasol Shell Syntroleum

PRODUCTOS DEL PROCESO FT

Los productos pueden clasificarse en dos categorías básicas:

- A. Petróleo sintético
- B. Cera de petróleo

La tendencia a usar cualquiera de estos productos está determinado por:

- La relación CO/H₂
- El diseño del reactor FT
- El catalizador
- Las condiciones de temperatura y presión del reactor.

Los productos obtenidos por el proceso FT son de calidad premium. Libres de azufre, nitrógeno, níquel, Vanadio, asfaltenos, y aromáticos. Los productos típicos de petróleo sintético obtenidos tiene una gravedad API de 60 en promedio, contra los 30 API del crudo natural.

El principal uso de la nafta proveniente del crudo sintético es la nafta parafínica, la cual es empleada para la elaboración de etileno.

El corte de los destilados medios consiste en tres fracciones:

- Nafta para aviones
- Kerosene
- Diesel

Es el Diesel el combustible de mayor importancia, recordemos que el Perú es deficitario en la producción de Diesel por lo cual se tiene una importante fuga de divisas, se importa alrededor de 16,000 bbl/día lo cual en los últimos diez años ha producido una fuga de divisas del orden de 1,391'785,000 US\$^[15]. El Diesel obtenido por este proceso es de alta calidad, libre de azufre, aromáticos produce 38% menos de CO, 20% menos de NOx y 40% menos de partículas de hollín. Se le ha denominado el combustible limpio del siglo. Lo mínimo que pide el mercado nacional es un diesel de índice cetano 60. A través de este proceso se obtiene un diesel de índice cetano 76.

Tabla 7- Plantas funcionando con procesos FT

COMPAÑÍA	CAPACIDAD (bbl/d)	COMENTARIOS
Sasol	160,000	Del carbón
Mossgas	23,000	Gas Natural
Exxon	200	
Rentech (Commerce - USA)	1,000	Gas Natural
Shell – Malasia (Bintulu)	12,500 (Rearranque en Mayo de 2000)	US\$750 MM Explotó en 1,997

(ver figura 3).

Tabla 8 - Plantas cerradas con proceso FT

COMPAÑÍA	CAPACIDAD (bbl/d)	COMENTARIOS
Rentech (Colorado)	235	Por falta de Gas Natural

Tabla 9 - Plantas FT en proyecto

COMPAÑÍA	CAPACIDAD (bbl/d)	COMENTARIOS
Syntroleum – Texaco –B&R	2,500	Gas Natural
Syntroleum – Arco	70	Gas Natural
Syntroleum (Australia-Sweetwater Project)	10,000	US\$400MM Gas Natural
Sasol – Qatar	20,000	Gas Natural Inicia 2002
BP-AMOCO-ARCO	300	US\$70MM Inicia 2003
Rentech-Donyi	300	Para producir ceras
Texaco-Petrobras-Syntroleum		GTL de Gas Natural

(Ver fig. 4)

Fig. 3. Plantas GTL en la actualidad

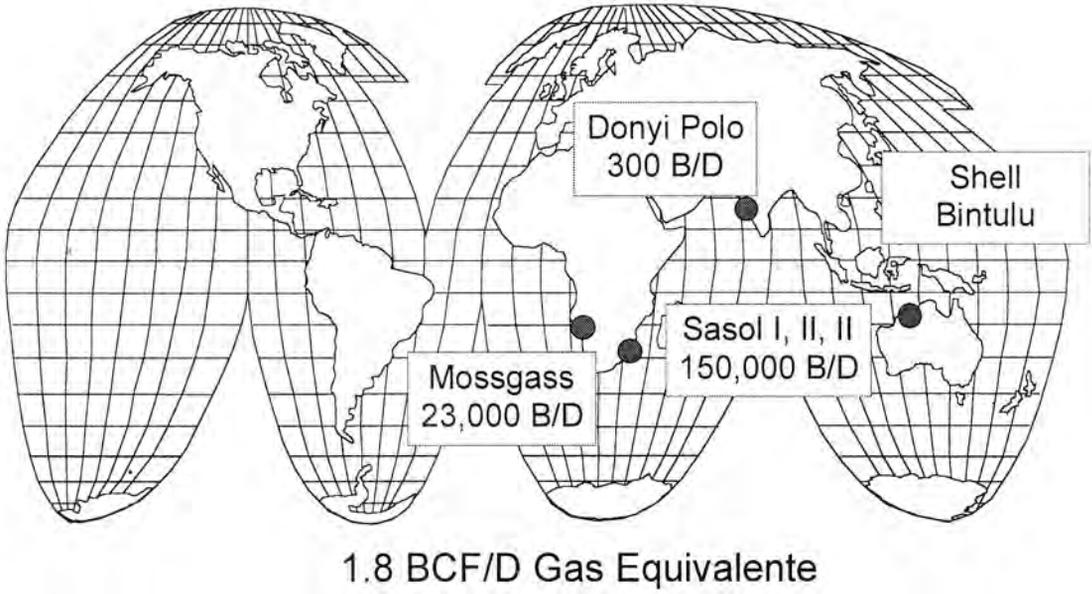
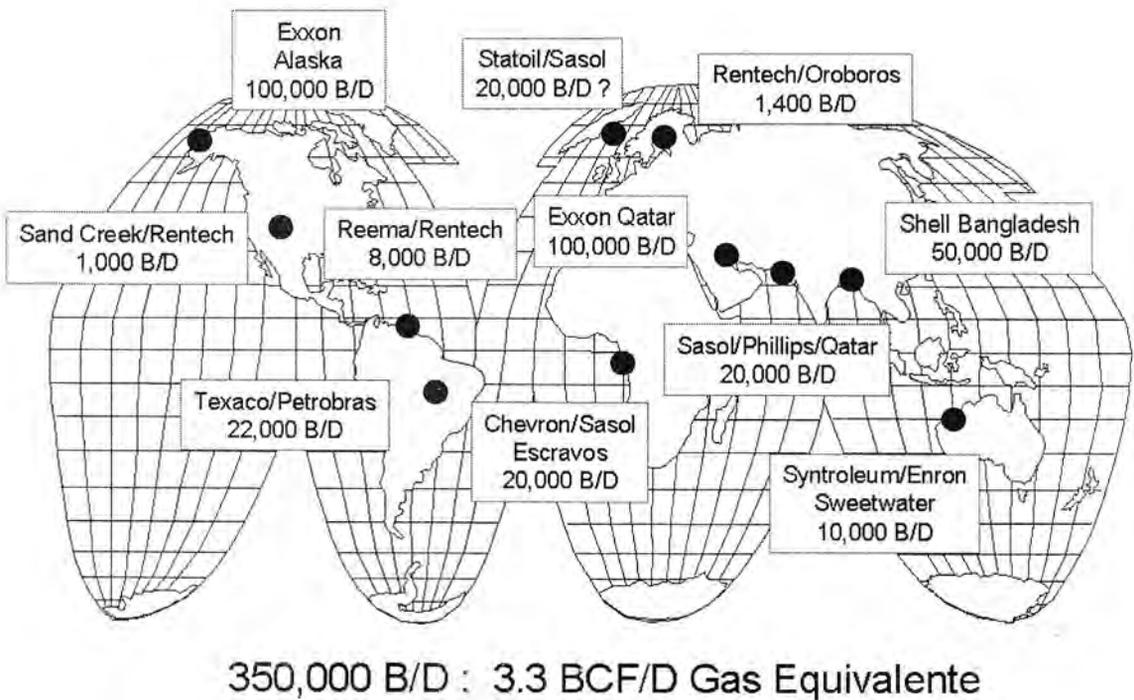


Fig. 4. Plantas GTL anunciadas



Las compañías que realmente son reconocidas como poseedoras de tecnologías FT y cuyos **diagramas de bloque** se dan a continuación, son las siguientes:

- SASOL
- EXXON
- RENTECH
- SHELL
- SYNTROLEUM

En adición se tienen compañías que han anunciado ser copropietarias de parte de la tecnología FT: Texaco, Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina (YPF), Arco, Chevron, Enron, Marathon, Phillips, Statoil.

Cabe mencionar que la firma Brasileña BC Proyectos Ltd.(BCP), anunció en Marzo 11 de 1999 la firma de un Memorandum de Entendimiento (MOU) con RENTECH afianzando una alianza estratégica para explotar la tecnología GTL en Brasil y probablemente en Sudamérica. ^[17]

Un estudio económico de la Idaho National Engineering & Environmental Laboratory (INEEL) de Bechtel BWXT Idaho preparado en Diciembre de 1999 ^[18] indica que el costo genérico de inversión para una planta GTL es de US\$24,000 por barril por día de hidrocarburo líquido producido, igual al costo de capital calculado por Exxon Corp. para la planta GTL en Qatar.

SASOL

Inicia sus actividades comerciales en Sasolburg, Sudáfrica, en 1955 empleando 16 reactores de 7,500 bbl/d de Lecho Fluidizado Circulante (CFB).

En los destilador-reactores de fase lodo el "syngas" burbujea a través de una mezcla de ceras y partículas de catalizador de hierro. La reacción genera una alta cantidad de ceras.

Sasol tiene dos tecnologías Fischer-Tropsch:

1. Proceso de Baja Temperatura (LTFT)
2. Proceso de Alta Temperatura (HTFT)

El primero opera a temperaturas del orden de 200-250°C con catalizadores basados en Co producen mayormente hidrocarburos ligeros como gasolinas, olefinas y petroquímicos. Un típico ejemplo es el Proceso Reactor-Destilador en fase de lodos (Sasol Slurry Phase Distillate Process). Este proceso será empleado en las plantas de Qatar y Nigeria.

El segundo opera a temperaturas en el rango de 300-350°C con catalizador de Fe y esta dirigido a la mayor producción de diesel, ceras y parafinas. Un nuevo proceso de alta temperatura "Sasol Advanced Synthol" (SAS), desa-

rollado entre 1982 y 1989, ha sido recientemente instalado en las plantas de Sasol, en Secunda, Sudáfrica, instalando 4 reactores de 8m de diámetro de 11,000 bbl/d y 4 de 10.7m de diámetro de 20,000 bbl/d cada uno, totalizando una capacidad de 124,000 bbl/d.

El proceso no solo se sostiene térmicamente sino requiere circuitos de enfriamiento ("pump around coolers") y generan adicionalmente vapor de agua

Además de gasolina y destilados, el complejo produce amoniaco, 170,000 TM/año de alfa olefinas, propileno, petroquímicos, ácidos y no ácidos, tales como ácidos acético y propiónico cuales son extraídos de la solución acuosa. (Fig. 3 y Tabla 10).

Tabla 10 - Selectividades de Synthol (Sasol)

PETROQUIMICOS NO ACIDOS PRODUCIDOS	PORCENTAJE EN MASA
ACETALDEHIDO	3.0
PROPIONALDEHIDO	1.0
ACETONA	10.6
METANOL	1.4
BUTIRALDEHIDO	0.6
ETANOL	55.6
METIL ETIL CETONA	3.0
ISOPROPANOL	3.0
n-PROPANOL	12.8
2-BUTANOL	0.8
EEK-MPK	0.8
ISO BUTANOL	4.2
n-BUTANOL	4.2
n-BUTILCETONA	0.2
2-PENTANOL	0.1
n-PENTANOL	1.2
C6+ ALCOHOLES	0.6

PETROQUIMICOS ACIDOS PRODUCIDOS	PORCENTAJE EN MASA
ACIDO ACETICO	70.0
ACIDO PROPIONICO	16.0
ACIDO BUTIRICO	9.0
ACIDO VALERICO Y C6+	5.0

En adición, la tecnología de Sasol desde hace 45 años viene trabajando en la conversión de carbón mineral a hidrocarburos líquidos y petroquímicos, así por ejemplo se tienen la siguiente **Tabla 11** de Rendimientos:

BASE: 40 MILLONES DE TM DE CARBON
65% PARA GASIFICACION
35% PARA SERVICIOS ELECTRICOS

Diagrama de bloques SASOL : PROCESO SYNTHOL AVANZADO

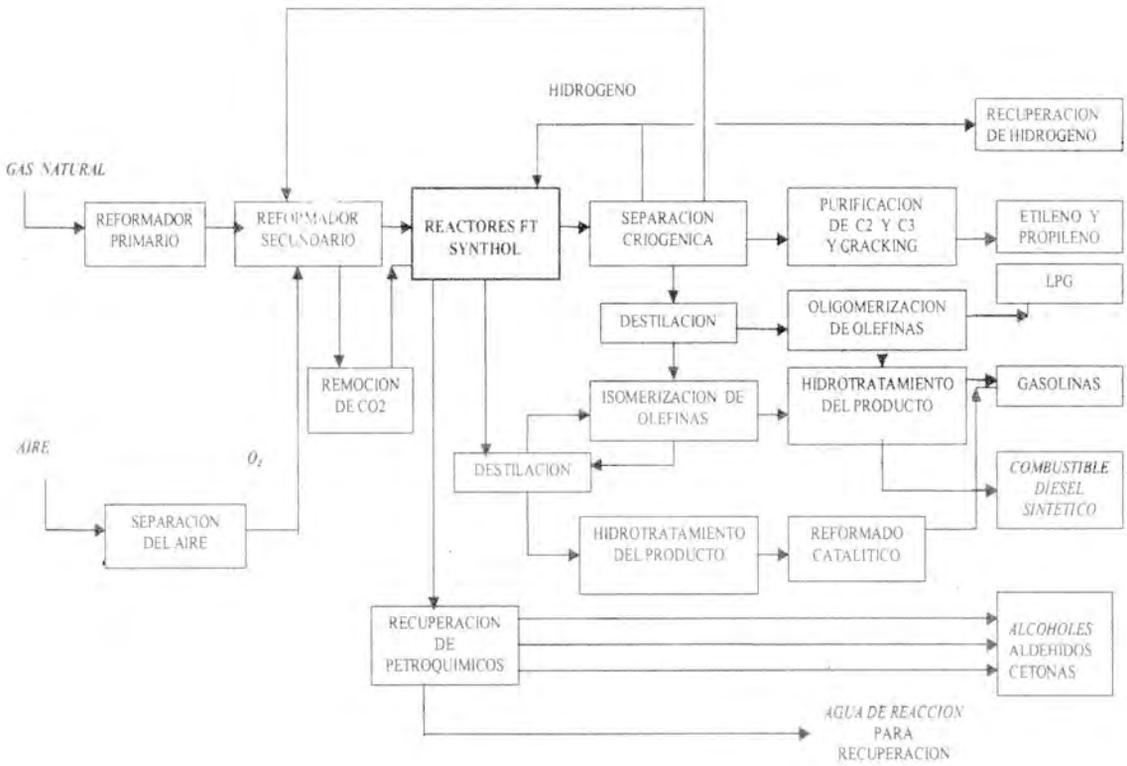


Diagrama de bloques GTL DE SHELL

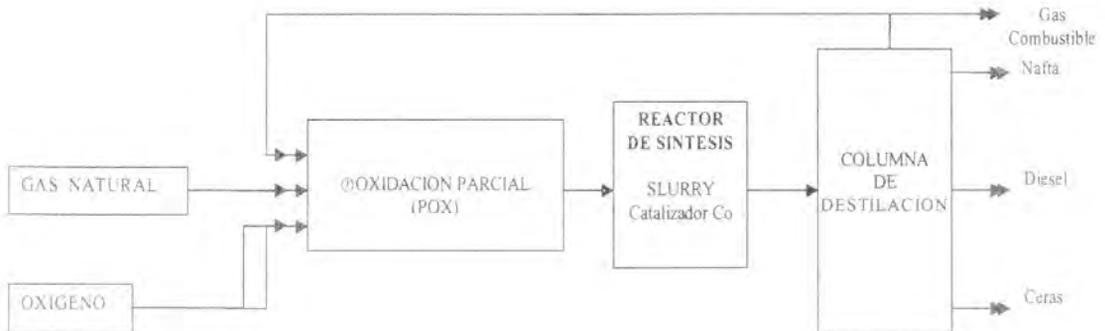


Diagrama de bloques GTL DE EXXON

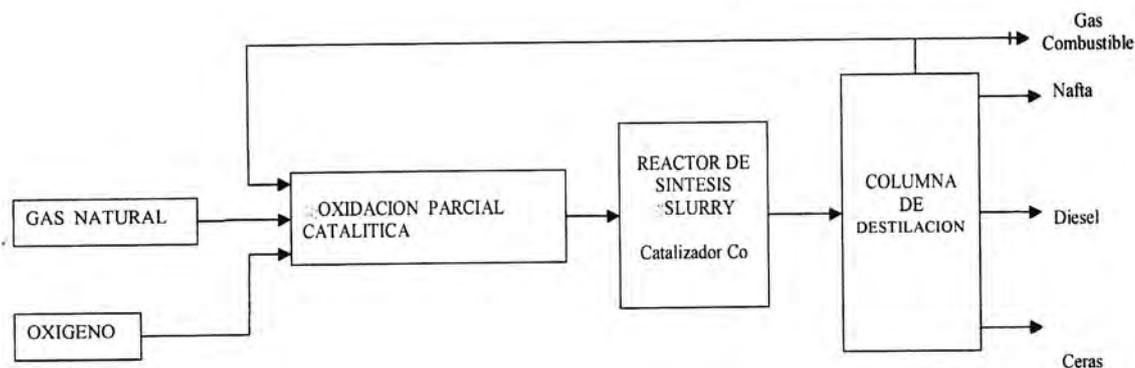


Diagrama de bloques GTL DE RENTECH

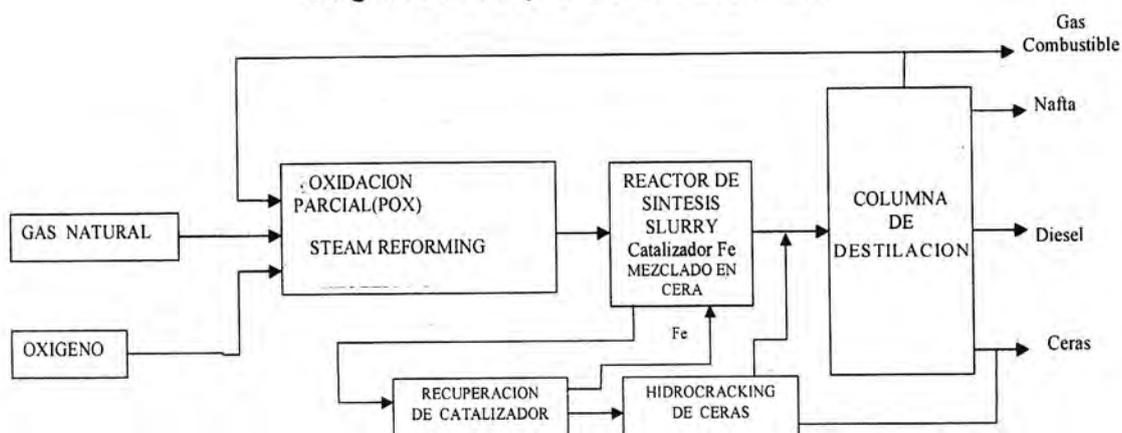


Diagrama de bloques GTL de SYNTROLEUM

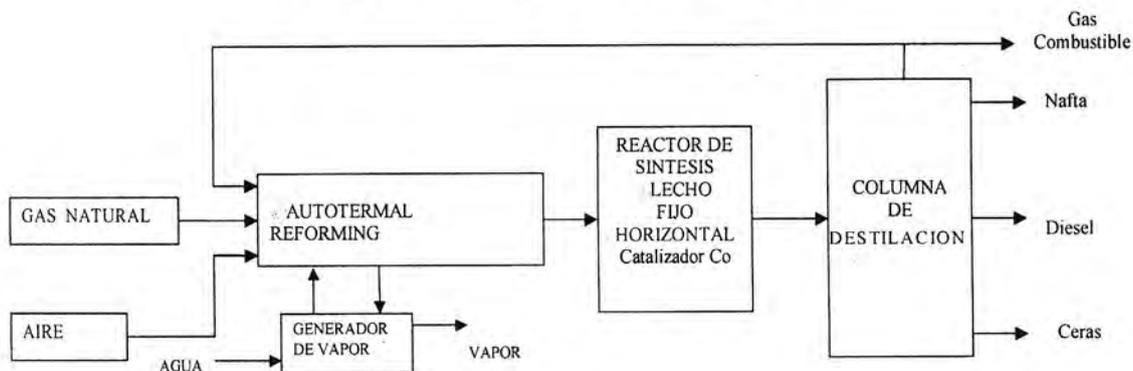


Tabla 11 - Rendimientos

PRODUCTOS PRINCIPALES	PORCENT. EN MASA
GASOLINA	38
DIESEL	22
GAS LPG	13
ETILENO Y PROPILENO	4.4
POLIPROPILENO	2.0
ALCOHOLES Y CETONAS	6.3
PRODUCTOS NEGROS	5.8

EXXON

Emplea reactores de lodo multifásico con catalizadores de cobalto para producir ceras parafínicas limitando la producción de ligeros y agua.

Exxon posee 400 patentes en los Estados Unidos de América y alrededor de 1500 en todo el mundo.

Exxon tiene una planta de demostración en Baton Rouge de 200 bbl/d.

RENTECH Inc.

Incorporada en 1981 en USA, ha desarrollado y licenciado patentes de la tecnología **Fischer-Tropsch** para la conversión del gas natural a gas de síntesis y de este a hidrocarburos sintéticos y petroquímicos de alto valor.

Su tecnología está basada en el empleo de un reactor de síntesis vertical con catalizador de lodo formado por fierro en polvo suspendido en cera fundida.

El gas de síntesis burbujea a través del lodo, contacta las paredes del catalizador y forma cadenas normales de hidrocarburos que son arrastrados al tope como vapor de hidrocarburos que pueden ser naftas, diesel o ceras blandas. Los hidrocarburos pesados que no vaporizan constituyen las ceras de alto peso molecular que son removidas con catalizador por el fondo. Los hidrocarburos no condensados son reciclados dentro de la planta o usadas como combustible.

Las ceras parafínicas fundidas son filtradas para recuperar el catalizador y luego bombeadas a una Unidad de Craqueo Térmico o de Hidrocraqueo para romper la molécula de 20 o más carbono en otras de menor número, y así incrementar la producción.

En Marzo del 2000, Rentech Inc. firmó un memorándum de interés con Texaco Energy System dándole a Texaco los derechos exclusi-

vos de adquirir potencialmente hasta el 50% de interés del Proyecto "Sand Creek" de Denver, Co. Rentech tiene 9 patentes.

SYNTROLEUM Corp.

Incorporada en 1984 por Kenneth Agee, propietario de un diseño de procesos GTL que reclama ser la de menor capital de inversión requerida por barril.

La licencia presentada usa aire en la primera etapa de conversión de gas natural a gas de síntesis, describiendo un *reformador autotérmico* que produce gas de síntesis diluido en nitrógeno. La segunda etapa presenta un reactor de síntesis de un solo paso basado en las reacciones Fischer-Tropsch con catalizador de cobalto.

Indica reactores de lecho fluidizado Fischer-Tropsch. Las partículas de catalizador en base a cobalto son mezcladas con el "syngas" posteriormente el catalizador es separado del producto. Esta firma reclama que su proceso limita el crecimiento de los hidrocarburos y por lo tanto produce menor cantidad de ceras.

Syntroleum tiene 43 patentes que protegen su tecnología.

En 1997, Syntroleum y Enron formaron una compañía para la producción de 8,000 bbl/d de productos especiales. Estará en operaciones en el 2001.

También en 1997 Syntroleum y Arco anunciaron la construcción de una planta piloto de 70 bbl/d para demostrar la capacidad de un reactor de lodos en la refinería de Arco en Bellingham.

NUEVAS TECNOLOGIAS DE SEPARACION DEL OXIGENO DEL AIRE

En la actualidad, se menciona que la viabilidad económica de los proyectos basados en tecnologías FT descansan en la separación a bajos costos del oxígeno del aire.

Se han presentado dos proyectos basados en membranas cerámicas para tal fin (debe recordarse que de 20 a 30% del costo total está relacionado con la separación de oxígeno del aire). Estos proyectos actualmente en marcha tiene un tiempo de vida esperada de 8 años y son:

- The Oxygen Transport Membrane Alliance, formada por Sasol, Amoco, BP, Praxair y Statoil.
- US DOE Ceramic Membrane Project por un monto de US\$2.5 millones de dólares, fondos de British Petroleum, Air Product, Arco, Chevron, Statoil y Babcock & Wilcox

y encargado a las Universidades de Alaska-Fairbanks, Massachusetts Institute of Technology, University of Houston, University of Illinois y la University of Missouri. El Departamento de Energía de los Estados Unidos (US DOE) está coordinando el proyecto. [19]

Fase I: 02 años de desarrollo de membrana

Fase II: 3.5 años de escalamiento a 12,000 pies cúbicos por día.

Fase III: 2.5 años de escalamiento a 15x 10⁶ pies cúbicos por día.

II. CONVERSION DE GAS A METANOL

La empresa Catalytica Advanced Technologies está desarrollando una nueva clase de catalizador directo de oxidación del metano:



Se ha obtenido a nivel de Laboratorio un 70% de rendimiento en un solo paso empleando un complejo catalítico de platino(Pt) a 220°C y 500 psig. Este nuevo proceso madurará tecnológicamente en los próximos 5 años.

La gran ventaja reside en que el metanol obtenido es líquido y puede bombearse fácilmente en poliductos de bajo costo.

También debe indicarse que se puede tener un proceso bastante atractivo si se emplease polvo de óxido de cobre soportado en partículas porosas empleando una tecnología similar a las actuales Unidades de Craqueo Catalítico (FCC) con las secciones de oxidación y reducción.



La mayor ventaja con respecto a este último proceso es que el Perú es productor de cobre.

Un análisis del metanol en el mercado mundial indica que su consumo es del orden de 280,000 bbl/d mientras que de destilados medios es de 36 MM bbl/d.

III. CONVERSION DE GAS A DME

Este proceso es mucho mas viable que el anterior, pues se basa en la conversión del metano en Dimetil Eter (DME), este éter fue muy usado en

décadas pasadas para refrescarse festivamente en épocas de carnaval con el nombre popular de "chisguete". Actualmente se le emplea masivamente como propelente en las latas presionadas para dispersión por aerosoles. Amoco, Haldor Topsoe A/S, Navistar y AVL List GmbH fueron los primeros en presentar la idea de usar al DME como alternativa de uso frente al diesel en los motores de explosión, realizándose las primeras pruebas durante el Congreso SAE^[20] de Detroit en 1995. También se ha encontrado que el DME es la sustancia que por similares características permite reemplazar al GLP en el mercado.

El DME tiene un índice de cetano de 55-60 comparado contra 45 del diesel derivado del petróleo y además con excelentes propiedades de arranque en frío y combustión sin humo.

El proceso DME ha sido seleccionado como modelo por la India tras un exhaustivo estudio. The Indian Oil Corporation Ltd.(IOCL), Gas Authority of India(GAIL), el Indian Institute of Petroleum(IIP) y empresas privadas, después de un año de extensiva investigación por ingenieros, científicos, financistas y economistas, están procediendo a la fase de acuerdos para el desarrollo, producción y mercadeo del DME como combustible de múltiples aplicaciones. [21,22]

El proceso de obtención a niveles comerciales ha sido desarrollado por Haldor Tpsoe y Amoco y consiste en un proceso integrado de síntesis catalítica que permite obtener DME y metanol pero ajustando las variables es fácil dirigir el equilibrio hacia el DME en lugar del metanol.

Tres firmas Japonesas: NKK Corp., Taiheiyo Coal Mining Co y Sumitomo Metal Industries Ltd. Se han asociado para producir con éxito una planta piloto de 4 toneladas de DME por día a partir del carbón. Plantean la construcción de una planta de 500 TPD en el 2001.

IV. GAS NATURAL LICUADO

Es de alta inversión de capital. El proyecto consistiría en separar en el ya-

cimiento al metano y etano para reciclarlos y elevar la presión de operación en la planta de separación hasta licuar el propano e hidrocarburos mas pesados. Los ductos deberán ser de gran espesor para mantener alta presión para que puedan fluir líquidos desde Camisea hasta Lima.

Esta alternativa solo es viable cuando el yacimiento está ubicado en el litoral y es factible para transporte de gas licuado por vía marítima.

Esta tecnología tiene la capacidad de:

- Desarrollar el uso potencial del gas natural
- Factibilizar y reducir el costo del transporte, mediante la conversión del gas a líquido, desde los reservorios al centro del mercado
- Incrementar la explotación del petróleo pesado

CONCLUSIONES

1. La tecnología de explotación, producción y comercialización del gas natural en el presente se encuentra en un estado de cambio de lo convencional hacia la emergente tecnología GTL (conversión de hidrocarburos gaseosos a líquidos). Se está presenciando en estos años el interés de grandes empresas internacionales en la tecnología GTL cual cumpliría las condiciones de disponer de un hidrocarburo limpio sin sulfurados ni poliaromáticos y costos de 16-18 US\$ por barril.
2. Las tecnologías basadas en procesos Fischer Tropch (FT), para producir gasolina, diesel, ceras sintéticas y en adición petroquímicos, tienen un tremendo potencial en el futuro y es probable que cambien profundamente el negocio del petróleo en la explotación, refinación y usos.
3. De las tecnologías FT emergentes las pertenecientes a SASOL en Sudáfrica y SHELL en Malasia han sido ampliamente probadas, las demás se encuentran en estado de plantas piloto con proyectos de construcción a partir del 2002.
4. La implementación de una planta con tecnologías de procesos Fischer-Tropsch en Camisea eliminaría las necesidades de gigantescos turbocompresores con gasoductos a la Costa requiriéndose en reemplazo solo plantas de bombeo de combustibles líquidos a través de poliductos satisfaciendo las necesidades del mercado nacional de:
 - Combustible diesel
 - Gas licuado de petróleo
 - Ceras sintéticas y Petroquímicos: alcoholes, aldehidas, ácidos orgánicos.
5. La implementación de una planta GTL de 10,000 barriles por día de petróleo sintético con características del diesel originando un consumo diario de 100 millones de pies cúbicos de gas natural cumpliría dos objetivos:
 - Se complementaría los requerimientos de volumen de mercado para viabilizar el proyecto de Camisea.
 - Se ahorraría alrededor de 105 MMUS\$ por año por dejar de importar diesel.
 La planta con tecnología FT instalada en Camisea o derredores podrían adecuarse fácilmente a la conversión del petróleo pesado proveniente de la Selva Peruana en combustibles y petroquímicos de alto valor agregado.
6. También es una alternativa importante considerar la conversión del gas natural a Dimetil etil éter (DME), se ha demostrado experimentalmente que el DME puede sustituir al diesel en los vehículos de transporte con menores efectos contaminantes al medio ambiente.
7. Según los medios de información es probable que en los próximos cinco años, con una tecnología mas consolidada, grandes firmas comerciales se lanzarán al mercado internacional instalando plantas de petróleo sintético alrededor del mundo, estando la rentabilidad independiente del costo del crudo.
8. En el procesamiento GTL se observan en común las siguientes etapas:
 - Primera Etapa: Colección del gas, limpieza y compresión
 - Segunda Etapa: Oxidación parcial del metano para producir gas de síntesis ("syngas").
 - Tercera Etapa: Reacción de Síntesis
 - Cuarta Etapa: Upgrading
10. De las grandes compañías, la Exxon y la Royal Dutch tienen tecnología FT. Sasol, Exxon, Shell no tienen intención de licenciar su tecnología FT y están resueltas en proteger sus derechos de invención. Solo dos licenciadoras de tecnologías quedan en el mercado: Rentech y Syntroleum.

RECOMENDACIONES

1. Realizar estudios de factibilidad económica del empleo de las tecnologías emergentes para un mejor uso del gas de Camisea.
2. Las entidades académicas se han mantenido apartadas de las tecnologías emergentes para la explotación del Gas de Camisea, es necesario que se formen equipos de trabajos multiuniversitarios con el objetivo de desarrollar tecnologías propias que faciliten la explotación del Gas de Camisea.
3. Las Universidades deben de investigar y desarrollar el potencial uso de membranas cerámicas para la separación del oxígeno del aire y de esta forma hacer más fiable la posibilidad del empleo de los procesos Fischer-Tropsch.

BIBLIOGRAFIA

- [1] **Sierra José** "Potencial de Gas Natural en el Perú" Simposio Gas Natural: Realidad y Expectativas CONCYTEC 27-28/05/1989
- [2] **Cáceres Graziani, Luis F.** "EL GAS NATURAL" Editado por Grupo SRL 2000
- [3] **Fleisch T.H. y Silis R.A.** "Gas to Market Perspectives" Energy Frontiers International Members Conference, San Francisco, California, Octubre 20-22, 1999.
- [4] **Gil B., W.** Bases del Programa para el Desarrollo de la Industria Petroquímica en el País Anexo 1 – Centro de Investigación y Desarrollo (IDES) – PETROPERU.
- [5] **Icaza N., Julio** "Tema 1: Materias Primas" Taller Desarrollo de la Industria Petroquímica del 5-7 de Diciembre de 1989
- [6] **Macera Pablo** "Visión Histórica del Perú", Edit. Milla Batres 1978.
- [7] **Armas Ramirez, Carlos F.** "Ciencia Química, Conceptos Fundamentales" pág. 623, Editorial Libertad, Octubre de 1996
- [8] **Guevara, Juan de Dios** "Historia de la Química en el Perú" pag. 273, CONCYTEC Lima Peru 1993
- [9] **Santillana Soto, Jaime** "Tema 5: Ciencia, Tecnología y Capacitación" Taller Desarrollo de la Industria Petroquímica del 5-7 de Diciembre de 1989.
- [10] **Italo Abate C.** "Visualización de las Posibilidades de Desarrollo de la Industria Petroquímica Básica en el País" Informe TCPI-CC-057-85 de PetroPerú, pág. 8, Setiembre de 1985.
- [11] **CESEL S.A.** Contrato OTT No FREF-TORF-022-94 "Valuación de Equipos del Complejo de Fertilizantes y las Plantas de Negro de Humo y Solventes" Volumen I, Informe Final Febrero de 1995
- [12] **PETER, Max S. and THIMENHAUSE, Klaus** "Chemical Engineering Plant Design" Mc Graw Hill 3ra. Edición, 1980.
- [13] **LUDWIG ERNST** "Applied Process Design for Chemical Engineering and Petrochemical Plants" Vol.1 pag.70 Gulf Publishing Co, 1964
- [14] **ERM PERU** "Informe sobre Impacto Ambiental del Proyecto de Perforación Exploratoria a Shell Prospecting and Development (PERU) B.V." 1996
- [15] **U.S.DEPARTAMENT OF ENERGY** "University of Alaska-Fairbanks to Lead University, Industry Team in Department of Energy Project to Develop "Gas to Liquids" Technology" Doe Techline, Issed on April 1999
- [16] **Manco Zanconetti, Jorge** "Estado y Mercado para el Gas Natural" pág. 25, Marzo 2000 Revista de la Facultad de Ciencias Económicas de la UNMSM
- [17] **RENTECH INC.** "Rentech Aligns with Brazilian Engineering" Internet, 16 de Abril de 1999.
- [18] **ROBERTSON E.P.** "North Slope Alaska GTL Options Analized" Vol 98, 5, Jan 31,2000
- [19] **U.S.DEPARTMENT OF ENERGY** "University of Alaska-Fairbanks to Lead University, Industry team in Department of Energy Project" Gas to liquid" technology" Doe Techline April 16,1999
- [20] **HANSEN, J.B. et al.,** "Large Scale Manufacture of Dimethyl Ether – A new Alternative Diesel Fuel from Gas Natural" SAE Paper 950063, 1995.
- [21] **INTERNATIONAL ENERGY AGENCY** <http://www.automotive.tno.nl/icengines/html/lob/dme3.html> Abril del 2000.
- [22] **PURI R., et al.,** "DME: Competitive Advantage as a Fuel for India" Petrotech-99 3rd International Petroleum Conference, New Delhi, India Jan 9-12 de 1999.