

## **PARÁMETROS ECONÓMICOS PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA GAS A LÍQUIDOS EN LOS YACIMIENTOS DE GAS DEL PERÚ**

**Gino Cálaro Blanco – Autor Independiente**

### **1. RESUMEN**

La tecnología Gas-a-Líquidos viene siendo estudiada por diferentes empresas petroleras como una manera de convertir en dinero los recursos de los yacimientos de gas natural que se encuentran en zonas distantes a los mercados y que no tienen una posibilidad de realización económica.

El presente trabajo esta enfocado al análisis de las diferentes cuencas hidrocarburíferas del Perú, particularmente en aquellas que producen gas natural, y en el establecimiento de los parámetros económicos, dentro de la legislación de hidrocarburos vigente, que harían viable la utilización de la tecnología Gas-a-Líquidos como una forma de desarrollar estos recursos.

### **2. INTRODUCCIÓN**

Uno de los grandes problemas del Perú es su alta dependencia hacia el consumo de Diesel 2. El Perú no puede auto-abastecerse de este combustible y se requiere importarlo en cantidades alrededor a los 30,000 barriles por día para satisfacer la demanda nacional, lo que ha generado que nuestro país presente un déficit en la balanza comercial de hidrocarburos de alrededor de US\$ 400 millones por año a partir del año 1990.

El proceso de gas-a-líquidos ha sido estudiado desde la década de los años '20, en que los investigadores alemanes Fischer y Tropsch desarrollaron un proceso industrial mediante el cual producían hidrocarburos líquidos a partir de la combustión incompleta del carbón (gas de síntesis).

Este mismo proceso, producción del gas de síntesis, tiene diferentes patentes en el ámbito mundial utilizando no sólo carbón mineral sino también gas natural para elaborar el gas de síntesis.

Posteriormente, el gas de síntesis pasa a través de un reactor-convertidor catalítico del cual se obtiene una cera. Esta cera es finalmente fraccionada en un proceso similar al de una refinería obteniéndose diferentes tipos de hidrocarburos líquidos, entre ellos cortes lubricantes y Diesel 2. La mayor o menor convertibilidad de un determinado tipo de hidrocarburos líquidos depende de la naturaleza del catalizador utilizado.

### **3. METODOLOGÍA Y RESULTADOS**

#### **3.1 TECNOLOGÍA**

El proceso gas-a-líquidos está basado en tres procesos:

- a) Producción de gas de síntesis mediante la oxidación parcial del gas natural o mediante la re-formación con vapor.

Oxidación parcial del gas natural:  $2\text{CH}_4 + \text{O}_2 = 2\text{CO} + \text{H}_2$

Las compañías Texaco y Royal Dutch Shell ofrecen las licencias para el uso de esta tecnología.

En este proceso, el gas natural se quema a temperaturas bastante altas (1,200 – 1,500 °C) y a presiones altas (> 140 bares). Se requiere el uso de una fuente de oxígeno, lo que se consigue generalmente con una planta de separación de aire.

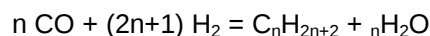
En la re-formación con vapor el gas natural y el vapor reaccionan a elevadas temperaturas (800-900 °C) y presiones moderadas (20 bares) en presencia de un catalizador de níquel.

Re-formación con vapor – Etapa 1:  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + 3\text{H}_2$

Re-formación con vapor – Etapa 2:  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 +$

La re-formación con vapor es una tecnología probada, y tal vez la de mayor uso en la industria (se le encuentra también en plantas para la producción de amoníaco). Las empresas que ofrecen la licencia para el uso de esta tecnología incluyen a Lurgi AG, Foster Wheeler Corp., Uhde GmbH entre otras.

- b) Síntesis de Fischer-Tropsch ó síntesis catalítica de los gases producidos anteriormente para obtener hidrocarburos de cadena larga (olefinas y parafinas).



Este proceso, desarrollado en la década de los años 20 por los científicos alemanes Hans Fischer y Franz Tropsch, fue utilizado en gran escala durante la segunda guerra mundial para obtener combustibles líquidos a partir del carbón. Posteriormente en la década de los años 50 Sud-África, debido a los problemas de aislamiento político, también desarrolló esta tecnología para asegurar su abastecimiento de combustibles líquidos. En el proceso Fischer-Tropsch se utilizan catalizadores de cobalto (para generar mayor rendimiento de kerosene) ó de hierro (que generan mayor rendimiento de gasóleos – Diesel 2). En la actualidad el diseño de nuevas generaciones de catalizadores han mejorado aún más el rendimiento de determinados cortes selectivos, ej. lubricantes especiales y materias primas para detergentes. Otro factor importante en el desarrollo de la síntesis de Fischer-Tropsch está relacionado con el progreso en el diseño de los reactores para este fin: en el inicio se utilizaban reactores de lecho fijo (fixed-bed). Posteriormente se desarrollaron los reactores de lecho fluidizado (fluidized-catalyst beds) y en la actualidad se viene trabajando con los reactores del tipo slurry. Las ventajas de estos últimos radican en que mejoran el proceso de transferencia de calor y por lo tanto se obtiene mejor control de la temperatura de la reacción, lo que permite el uso de catalizadores de mayor actividad.

- c) Refinación de los hidrocarburos producidos en la etapa anterior para producir gasolina, diesel y ceras.
- d) Se pueden utilizar todos los procesos de refinación disponibles a la fecha para mejorar la calidad de los hidrocarburos producidos mediante la síntesis de Fischer-Tropsch: combustibles para vehículos y para aviación (jet fuel), ceras para aplicaciones especiales y combustible Diesel 2 de muy alta calidad. Los combustibles producidos mediante este proceso generan menores emisiones de monóxido de carbono que los combustibles producidos convencionalmente a partir de la refinación del petróleo debido a la ausencia de azufre y compuestos aromáticos.
- e) Licencias disponibles para la tecnología gas-a-líquidos y plantas en funcionamiento. El Anexo No. 1 resume la situación actual de las empresas que poseen la licencia para la aplicación de la tecnología gas-a-líquidos.

### 3.2 PARÁMETROS A CONSIDERAR

#### a) INDICADORES ECONOMICOS

##### a.1) Producto Bruto Interno (PBI)

En el presente trabajo se ha tomado como referencia el Plan Referencial de Hidrocarburos 1997 - 2007 y el Plan Referencial de Electricidad 1997-2013, donde se consideran los siguientes crecimientos del PBI:

| TASA DEL CRECIMIENTO DEL PBI (1997-2013) |     |
|------------------------------------------|-----|
| HIDROCARBUROS                            | 5.0 |
| ELECTRICIDAD                             | 5.5 |
| ASUMIDO                                  | 5.0 |

**a.2) Unidad Monetaria e Inflación**

En el desarrollo del presente trabajo se han considerado todos los costos, inversiones y gastos en dólares americanos sujetos a una inflación internacional del orden del 2% anual.

**b) RESERVAS**

El Perú posee dieciocho (18) cuencas sedimentarias con potencial hidrocarburífero.

La Cuenca Talara ha probado yacimientos de petróleo y gas natural no asociado. La Cuenca Marañón ha probado yacimientos de petróleo y gas natural asociado. La Cuenca Ucayali (que incluye los reservorios de Aguaytía y Camisea) ha probado yacimientos de gas natural no asociado y condensados. Las reservas (probadas/probables) y volúmenes de producción actual (1998) se muestran en el cuadro siguiente:

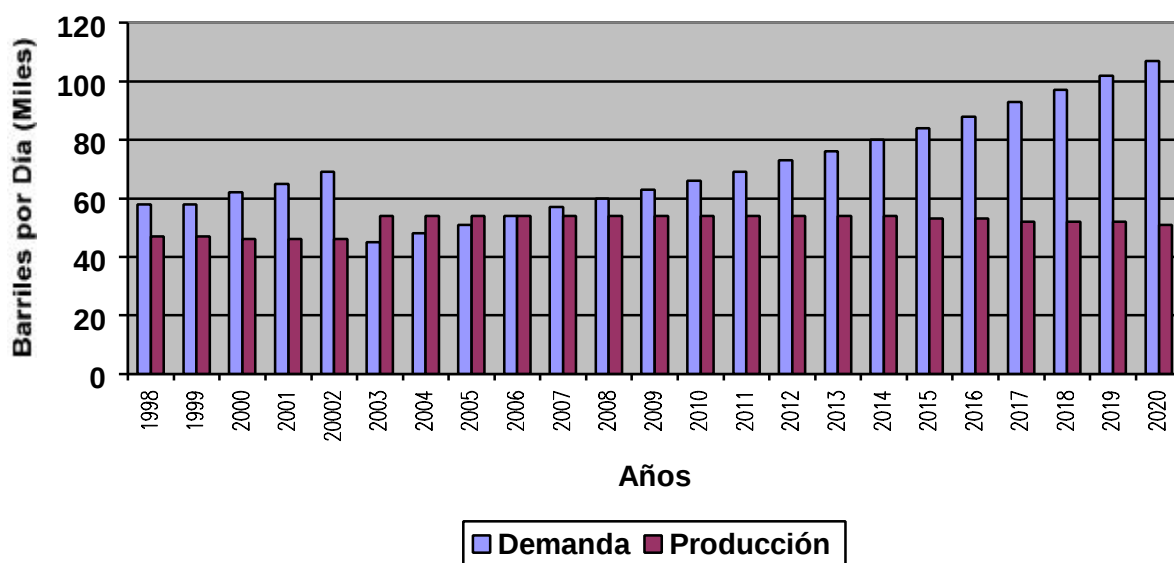
| CUENCA             | RESERVAS (Cifras del año 1997) |                   | PRODUCCION (Cifras del año 1998) |                      |
|--------------------|--------------------------------|-------------------|----------------------------------|----------------------|
|                    | Petróleo (MMBbls)              | Gas Natural (Tcf) | Petróleo (MBpd)                  | Gas Natural (MMscfd) |
| Talara             | 225                            | 0.5               | 36.9                             | 28                   |
| Marañón            | 386                            | Gas Asociado      | 76.1                             | Gas Asociado         |
| Ucayali – Aguaytía | 0                              | 0.4               | 2.6                              | 35                   |
| Ucayali – Camisea  | 0                              | 12.7              | No Desarrollado                  | No Desarrollado      |

Con base en el estudio de mercado (que se muestra más adelante) y las cifras mostradas en el cuadro anterior, se establecerán los campos que tienen reservas suficientes para justificar el uso de la tecnología gas a líquidos como una alternativa para desarrollar económicamente los recursos existentes de gas natural.

**c) EL MERCADO**

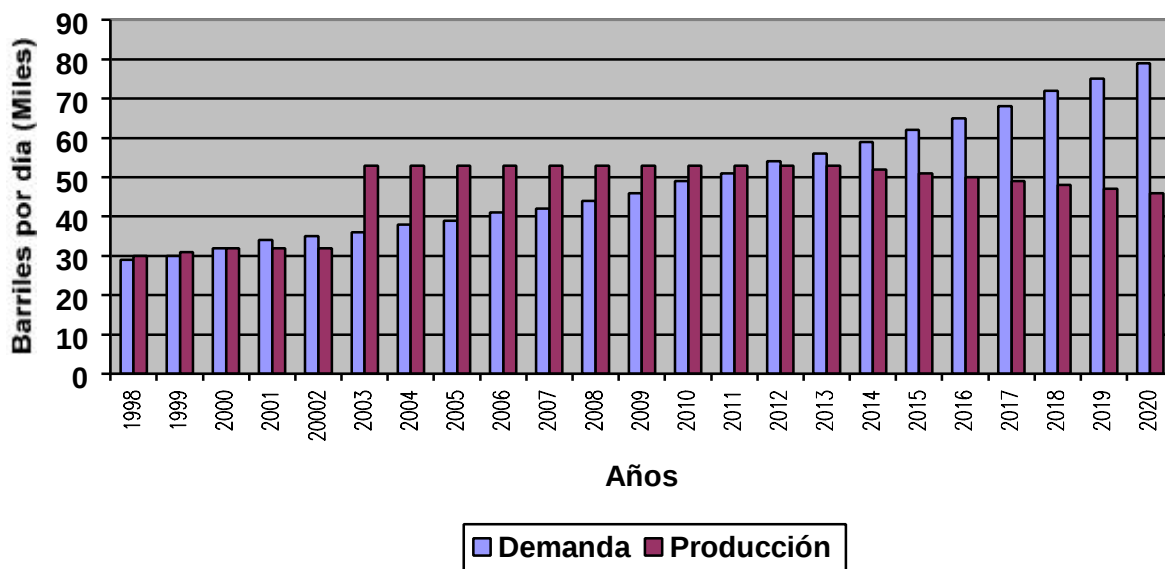
El estudio está orientado a la producción de Diesel 2, Gasolinas y Kerosene-Turbo. Los análisis de mercado que se muestran a continuación incluyen la producción de gasolinas, Diesel y Kero-Turbo procedente de los proyectos Aguaytía (a partir de 1998) y Camisea (a partir del año 2003). Las proyecciones, efectuadas por los autores, consideran la tasa de crecimiento del PBI indicada en a.1. arriba.

**c.1) Diesel 2:** En el gráfico se observa el claro déficit de este producto a partir del año 2007.

**Demanda y Producción de Diesel No.2**

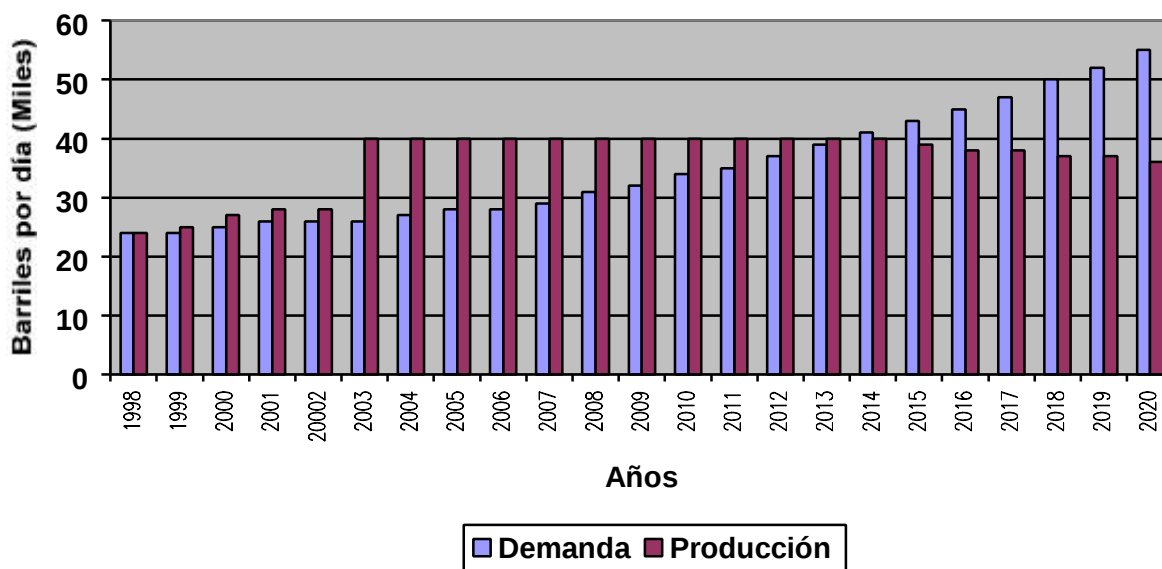
- c.2) **Gasolinas:** En el caso de las gasolinas el excedente en la producción de este combustible se puede orientar al mercado de exportación, pero a partir del año 2012 se observa déficit de este combustible.

### Demanda y Producción de Gasolinas



- c.3) **Kero-Turbo:** En el caso del Kero Turbo, al igual que las gasolinas, el excedente se puede orientar al mercado de exportación hasta el año 2014 en que se presenta el déficit interno.

### Demanda y Producción de Kero-Turbo



### d) TAMAÑO DE PLANTA, INVERSIÓN, COSTOS DE OPERACIÓN, DEPRECIACIÓN Y HORIZONTE

#### d.1) Tamaño de Planta

De acuerdo con la información obtenida sobre la tecnología actual del proceso de conversión de gas a líquidos, existen dos empresas propietarias de este "know-how" que estarían dispuestas a entregar la licencia de uso: SASOL de Sud-África, con una

experiencia en el mercado de más de 40 años en este tipo de plantas; y Syntroleum de USA con una planta piloto existente en Tulsa, Oklahoma.

En ambos casos la tasa de convertibilidad utilizada es un (1) barril de líquidos por cada diez mil (10,000) pies cúbicos de gas natural a condiciones normales.

También, utilizando la información obtenida del estudio de Mercado (acápite c) y de la disponibilidad de reservas de gas natural en las diferentes cuencas (acápite b), estableceremos el tamaño de planta más adecuado, como se muestra a continuación.

| Cuenca             | Reservas (Tcf) | Producción Actual (MMscfd) | Producción Disponible   |                       |
|--------------------|----------------|----------------------------|-------------------------|-----------------------|
|                    |                |                            | (MMscfd) <sup>(1)</sup> | (MBpd) <sup>(2)</sup> |
| Talara             | 0.5            | 28                         | 40                      | 4                     |
| Ucayali – Aguaytía | 0.4            | 35                         | 20                      | 2                     |
| Ucayali – Camisea  | 12.7           | No Desarrollado            | ~1,000                  | ~100                  |

<sup>(1)</sup> Volumen de gas natural disponible después de satisfacer las necesidades de producción actuales.

<sup>(2)</sup> Volumen de hidrocarburos líquidos a ser producidos con el volumen disponible de gas natural.

De acuerdo con los datos de la última columna de la tabla anterior, el tamaño de planta que, con la limitación de reservas existentes para cada cuenca, sería viable de diseñar es de dos mil barriles por día (2 MBpd) hasta aproximadamente cien mil barriles por día (100 MBpd), esto último en el caso de Camisea. Tomando la otra variable condicionante para el tamaño de planta, esto es el mercado, observamos que el déficit de hidrocarburos líquidos llegará a ser de alrededor de 100 MBpd en el año 2020 (ver cuadros b1, b2 y b3 arriba); siendo el promedio para los años 2003 hasta el 2022 de alrededor de treinta mil barriles por día (30 MBpd). Para nuestro análisis, en el caso de Camisea, usaremos este tamaño, treinta mil barriles por día (30 MBpd) como punto de partida.

De acuerdo con las licencias existentes a la fecha, SASOL está en capacidad de ofertar plantas con capacidades desde los diez mil barriles por día (10 MBpd) de producción de líquidos, mientras que Syntroleum puede ofertar capacidades desde los dos mil barriles por día (2 MBpd).

En cuanto al mix de producción, de acuerdo con la información técnica presentada en la tabla 1 y con los estudios de mercado de los diferentes hidrocarburos líquidos (gasolinas, diesel 2 y kero-turbo), se utilizará el siguiente mix:

| MIX DE PRODUCCION A UTILIZAR EN LA PLANTA |                               |
|-------------------------------------------|-------------------------------|
| PRODUCTO                                  | Mix de Producción (% Volumen) |
| Gasolinas                                 | 15%                           |
| Diesel 2                                  | 60%                           |
| Kero – Turbo                              | 25%                           |

#### d.2) Inversión

De la literatura disponible, los montos de inversión en miles de dólares por cada barril por día de líquidos producidos son como se indican en la siguiente tabla:

| Tecnología | Inversión (M\$/Bpd) (1) | Tamaño Mínimo (MBpd) (1) |
|------------|-------------------------|--------------------------|
| SASOL      | 30                      | 10                       |
| SYNTROLEUM | 18                      | 2                        |

<sup>(1)</sup> Fuente: Chemical Engineering – ACHEMA '97- "Fischer-Tropsch Comes Back" by Gerald Parkinson.

Para efectos del presente trabajo se utilizará como caso base la información de SYNTROLEUM, en lo referente a tamaño mínimo de planta e inversión.

La posibilidad de instalar la planta en la costa ó en la selva (en el caso de Camisea y Aguaytía) se analizará bajo el concepto de sensibilizar la inversión bajo un cierto sobre-costos: para Camisea del orden del 30% (es decir 23.4 M\$/Bpd) y en el caso de Aguaytía se mantendrá el valor de 18M\$/Bpd pues la infraestructura logística es mejor que en Camisea y el tamaño de la planta es menor.

Se ha considerado dos años y medio para todo el proceso de construcción y puesta en marcha, asumiendo que el total de la inversión se comisiona de la siguiente manera: 40% en el año cero, 50% en el año uno y el restante 10% en el año dos. Basados en esto último se propone que la planta entra en operación a mediados del segundo año.

**d.3) Costos de Operación**

Los costos de operación se tomarán como un porcentaje del ingreso de los líquidos. Para efectos del caso base inicial se considera que los costos de operación son el 25% del ingreso obtenido por los líquidos. En el caso de la planta ubicada en Camisea – Selva, los costos de operación se consideran como un 30% del ingreso de los líquidos producidos, debido a las dificultades logísticas de la operación.

De acuerdo con la información de SASOL y SYNTROLEUM, los costos de Operación referidos en su literatura se encuentran entre US\$ 4.5 a 5.5 por BBL de líquidos producidos. A un precio de líquidos del orden de US\$ 27.09 por BBL, los factores de 25% y 30% son aceptables.

**d.4) Transporte de gas**

Para el caso del gas proveniente de Camisea y una planta ubicada en la costa, se utilizará como costo de transporte del gas el valor de \$ 0.65 por Mscf. En el caso de Talara, por ser inversiones existentes en ductos de gas y con menores costos operativos que Camisea, se utilizará la tarifa de \$ 0.50 por Mscf. Estos costos se escalarán a razón del 2% anual.

**d.5) Transporte de Líquidos**

Para el caso de los líquidos provenientes de una planta ubicada en Camisea, la tarifa se ha estimado en \$ 2.5 por cada barril. En el caso de Aguaytía, el transporte de los líquidos por camiones a la costa se ha estimado en \$ 6.40 por barril. Estos costos se escala a razón del 2% anual.

**d.6) Depreciación y Horizonte**

Para el presente trabajo se utiliza depreciación lineal a cinco (5) años. El horizonte para el análisis financiero se ha fijado en veinte (20) años.

**e) PRECIOS****e.1) Precio del gas**

La variable precio del gas natural en boca del pozo se fijará en función a obtener una tasa interna de retorno del 12% con base en los demás parámetros indicados anteriormente y el precio de líquidos indicado en e.2. abajo (inicialmente a razón de \$27.09 por Barril de acuerdo al mix de producción).

Posteriormente, para cada caso (Camisea-Costa, Camisea-Selva, Talara y Aguaytía), efectuaremos corridas de sensibilidad para determinar cómo varía la tasa interna de retorno en función a cambios en este precio.

**e.2) Precio de los líquidos**

|                                                                                                                                               |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p align="center"><b>PRECIO HISTÓRICO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO<br/>COMERCIALIZADOS EN EL PERÚ y PROYECCIÓN DE PRECIOS (US\$/BBL)</b></p> |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

|            | PRECIOS HISTÓRICOS DE LOS PRODUCTOS (US\$/BBL) |       |       |       |       |       | PROYECCIÓN A ESCALARSE (US\$/BBL) |
|------------|------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------------------------------|
| PRODUCTOS  | (Nota: Año 1998 es proyección)                 |       |       |       |       |       | (Escalamiento 2% anual)           |
| AÑO        | 1993                                           | 1994  | 1995  | 1996  | 1997  | 1998  | 1999                              |
| GASOLINA   | 24.04                                          | 22.16 | 23.48 | 28.02 | 27.47 | 19.52 | 28.02                             |
| DIESEL 2   | 24.97                                          | 22.58 | 23.48 | 27.37 | 26.3  | 20.82 | 27.37                             |
| KERO-TURBO | 22.34                                          | 19.73 | 22.68 | 26.93 | 25.39 | 17.36 | 26.93                             |

Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 1997-2007

De acuerdo con los precios proyectados para 1999, el factor de escalamiento del 2% anual y el mix de producción indicado en (d.1) arriba; el precio promedio ponderado de los líquidos en el año de inicio de operación de la planta es del orden de US\$ 27.09 por barril. Con base en este precio, posteriormente efectuaremos sensibilización a los precios de los líquidos.

## **f) OTROS PARÁMETROS**

### **f.1) Regalías para el gobierno.**

En el presente estudio se considera que el gas a ser utilizado como materia prima se encarece con una regalía de 5%, la cual es trasladada en su totalidad por el productor al gobierno.

### **f.2) Impuesto a la renta**

Se considera una tasa de 30%.

### **f.3) Capital de Trabajo**

Se considera como tres meses de abastecimiento de gas natural y costos de operación, a ser aplicados a partir del primer año que se inicie la producción de líquidos.

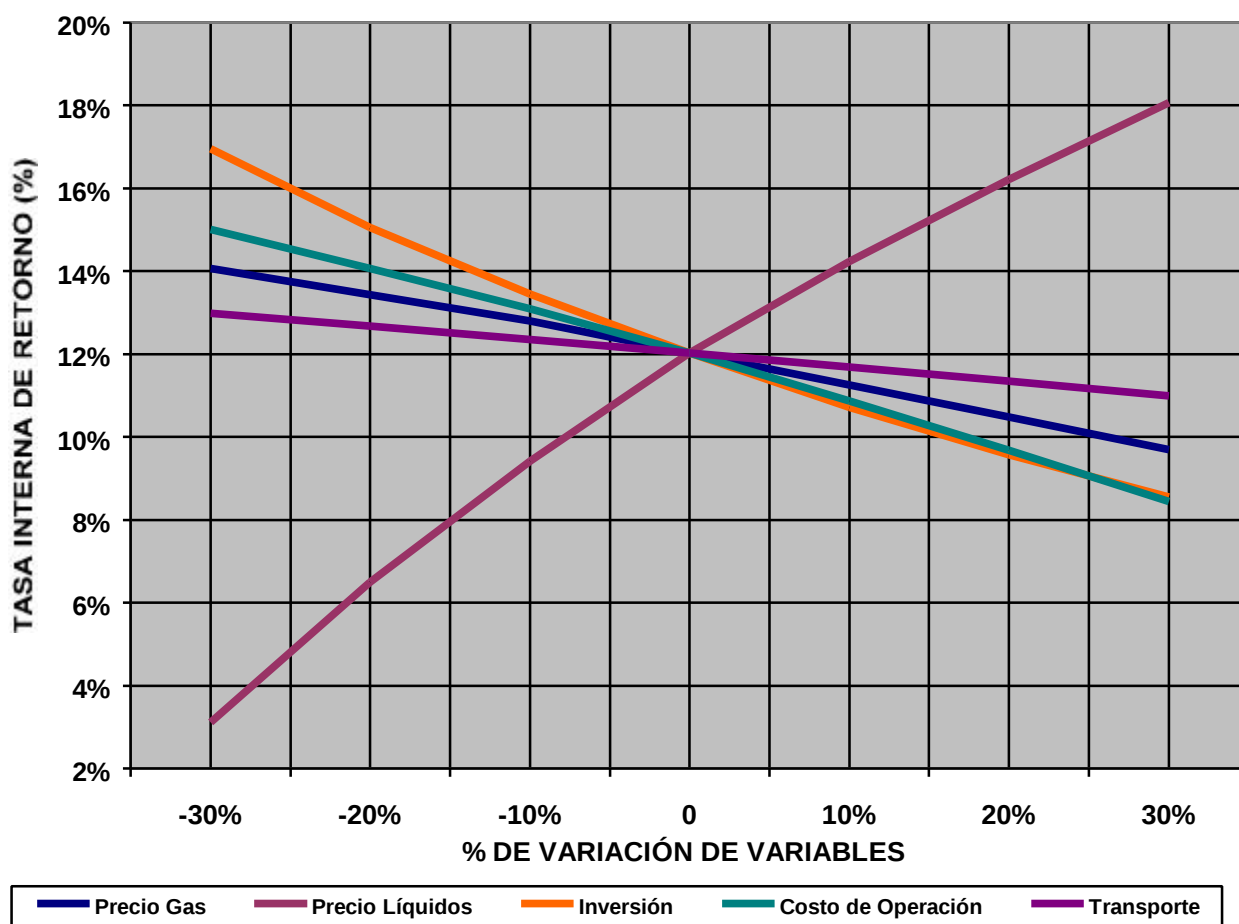
El Anexo No.2 muestra el resumen de todas las variables utilizadas para el análisis económico en todos los casos bajo estudio: Camisea Selva, Camisea Costa, Aguaytía y Talara.

## **4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES**

### **4.1 Camisea – Planta Ubicada en la Selva**

- 4.1.1** De acuerdo con el gráfico 4.1., el precio de los líquidos asociado con el monto de la inversión y los costos de operación son las variables que más afectan la rentabilidad de la inversión. El manejo apropiado del tiempo de construcción de la planta y su oportuna puesta en marcha generarán mejoras a la rentabilidad. Para conseguir esta ventaja, el planeamiento y la logística de estas operaciones, deberán revisarse a profundidad.
- 4.1.2** En el caso del precio del gas en boca de pozo, se ha utilizado el valor base de US\$ 0.515 por Mscf para obtener una tasa de retorno del 12%. Es conveniente analizar si dicho valor será aceptable para el inversionista que desarrolla el campo. Como son volúmenes adicionales a los que sustentaron la inversión inicial en el campo, sugerimos revisar este precio bajo el concepto de precio marginal.
- 4.1.3** En el caso del costo del transporte de los líquidos producidos por la planta hacia la costa, se ha utilizado la tarifa base de US\$ 2.50 por Barril, es conveniente analizar si dicha tarifa será aceptable para el transportista. Al igual que en el caso anterior, al tratarse de volúmenes adicionales a los que sustentaron la inversión inicial en el ducto de líquidos, sugerimos revisar esta tarifa bajo el concepto de tarifa marginal.
- 4.1.4** El tamaño de la planta, que originalmente se ha considerado en 30 MBpd, puede ampliarse a 60 MBpd, tal como se desprende del análisis del mercado de hidrocarburos líquidos. Esta ampliación requerirá de mayor volumen de inversión; no exactamente el doble de la inversión original, pues se conseguirán economías de escala en el diseño de algunos equipos y costos; pero también generará mayores flujos de dinero (flujo de caja) para el inversionista.
- 4.1.5** Uno de los mayores inconvenientes en el desarrollo de la planta en la Selva será el impacto ambiental sobre el ecosistema existente. Esto se puede ver reflejado en algunos valores adicionales de inversión, lo que representará menor rentabilidad para el inversionista.

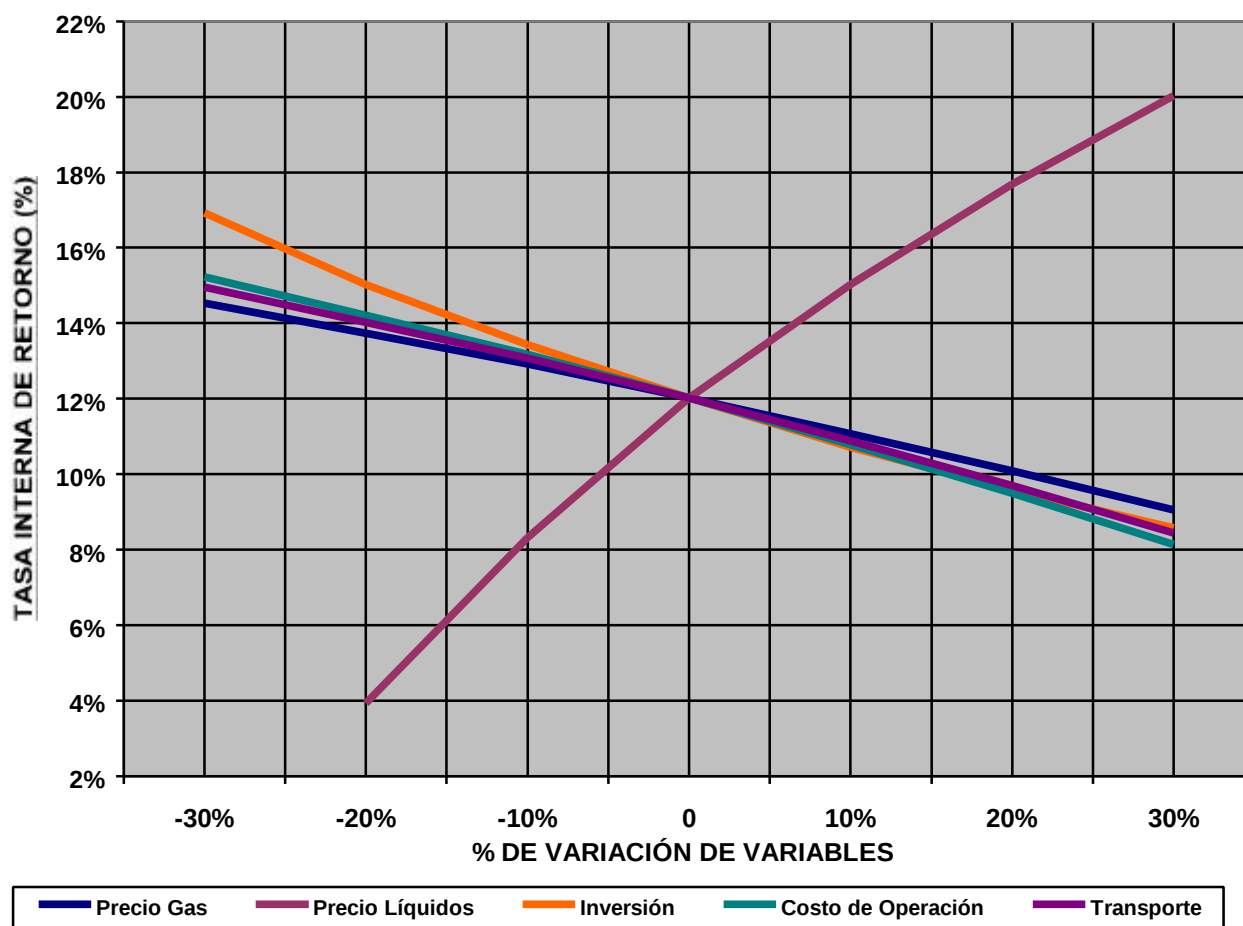
**GRÁFICO 4.1. - GRÁFICO DE RESULTADOS**  
**Camisea - Planta Ubicada en la Selva**



#### 4.2 Camisea – Planta Ubicada en la Costa

- 4.2.1** De acuerdo con el gráfico 4.2., el precio de los líquidos asociado con los costos de operación y la tarifa de transporte del gas desde la selva hacia la costa son las variables que más afectan la rentabilidad de la inversión. Los costos de operación en costa, si bien disminuyen por el menor efecto logístico (transporte, disponibilidad, etc.), aumentan desde el punto de vista de salarios y costos de personal.
- 4.2.2** Al igual que en el caso anterior conviene revisar si el precio del gas en boca de pozo utilizado (0.50 \$/Mscf) para obtener una tasa de retorno del 12% será aceptable para el inversionista que desarrolla el campo. Como son volúmenes adicionales a los que sustentaron la inversión inicial en el campo, sugerimos revisar este precio bajo el concepto de precio marginal.
- 4.2.3** También es conveniente analizar si la tarifa base de transporte de gas (considerada inicialmente a razón de US\$ 0.65 Mscf) será aceptable para el transportista. Al igual que en el caso anterior, al tratarse de volúmenes adicionales a los que sustentaron la inversión inicial en el ducto de gas natural, sugerimos revisar esta tarifa bajo el concepto de tarifa marginal.
- 4.2.4** A diferencia de la ubicación en la selva, una planta ubicada en la costa presenta mejores facilidades logísticas para la movilización de equipos y menor tiempo de puesta en marcha del proyecto. Todo esto se reflejará en mayor rentabilidad para el inversionista. Al igual que en el caso anterior sugerimos el manejo apropiado del tiempo de construcción de la planta y su oportuna puesta en marcha.

**GRÁFICO 4.2. - GRÁFICO DE RESULTADOS**  
**Camisea - Planta Ubicada en la Costa**

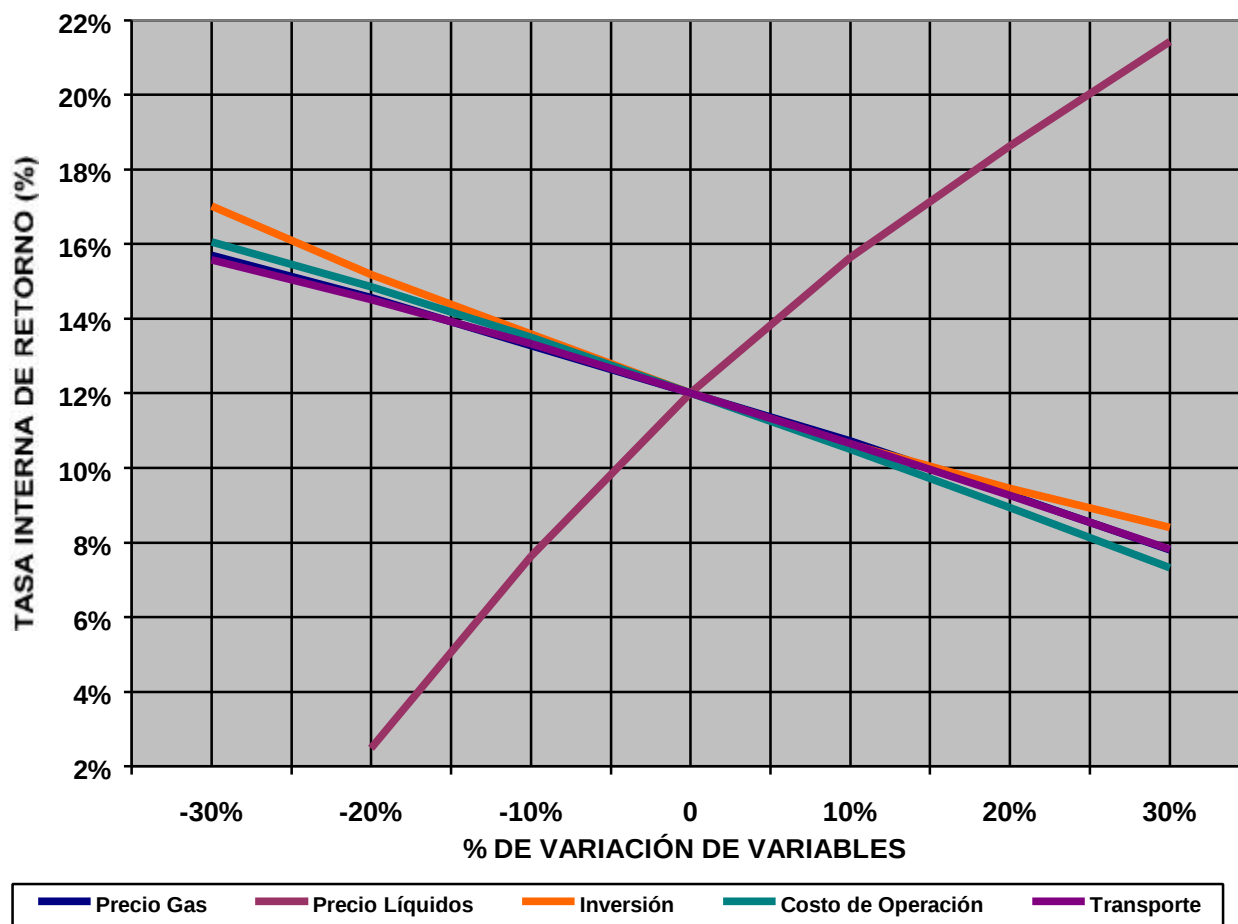


### 4.3 Aguaytía

- 4.3.1** Como se observa en el gráfico 4.3., las variables que más afectan la rentabilidad del proyecto son: el precio de los líquidos, el precio del gas en boca de pozo (estimado en US\$ 0.575 por Mscf para una tasa interna de retorno del 12%), y los costos de operación (calculados como un 25% del valor generado por el ingreso de los líquidos). En la actualidad, el precio del gas en la zona se calcula como un diez por ciento (10%) del valor del petróleo residual # 6 con uno por mil (0.1%) de azufre basado en la costa del Golfo de los Estados Unidos. A la fecha de nuestro análisis este precio es alrededor de US\$ 14 por barril ó US\$ 1.40 por Mscf de gas natural.
- 4.3.2** El tamaño de la planta, estimado sobre la base de las reservas actuales de gas natural y al nivel de producción del yacimiento, es bastante pequeño (2 MBpd), lo que podría generar poca atracción de parte de los inversionistas para iniciar el desarrollo.
- 4.3.3** En el caso del transporte, para el volumen de producción de esta planta, se ha considerado transporte en camiones desde la planta hasta Lima, usando una tarifa de US\$ 6.40 por barril (precio real del año 1998). En la medida que la demanda de hidrocarburos en la región aumente, el volumen producido podrá orientarse a mercados locales, disminuyendo el nivel de afectación de esta variable y por tanto aumentando la rentabilidad para el inversionista.
- 4.3.4** Al igual que en el caso de la planta ubicada en la selva de Camisea, los costos ambientales para la ubicación de la planta en Aguaytía se manejan desde el punto de sensibilización de la inversión.

**4.3.5** A diferencia de Camisea, las facilidades logísticas de Aguaytía (carreteras y ríos navegables todo el año), generaran economías de escala en cuanto a la logística de movilización de equipos y menor tiempo de puesta en marcha del proyecto. Todo esto se reflejará en mayor rentabilidad para el inversionista.

**GRÁFICO 4.3. - GRÁFICO DE RESULTADOS**  
**Caso Aguaytía**



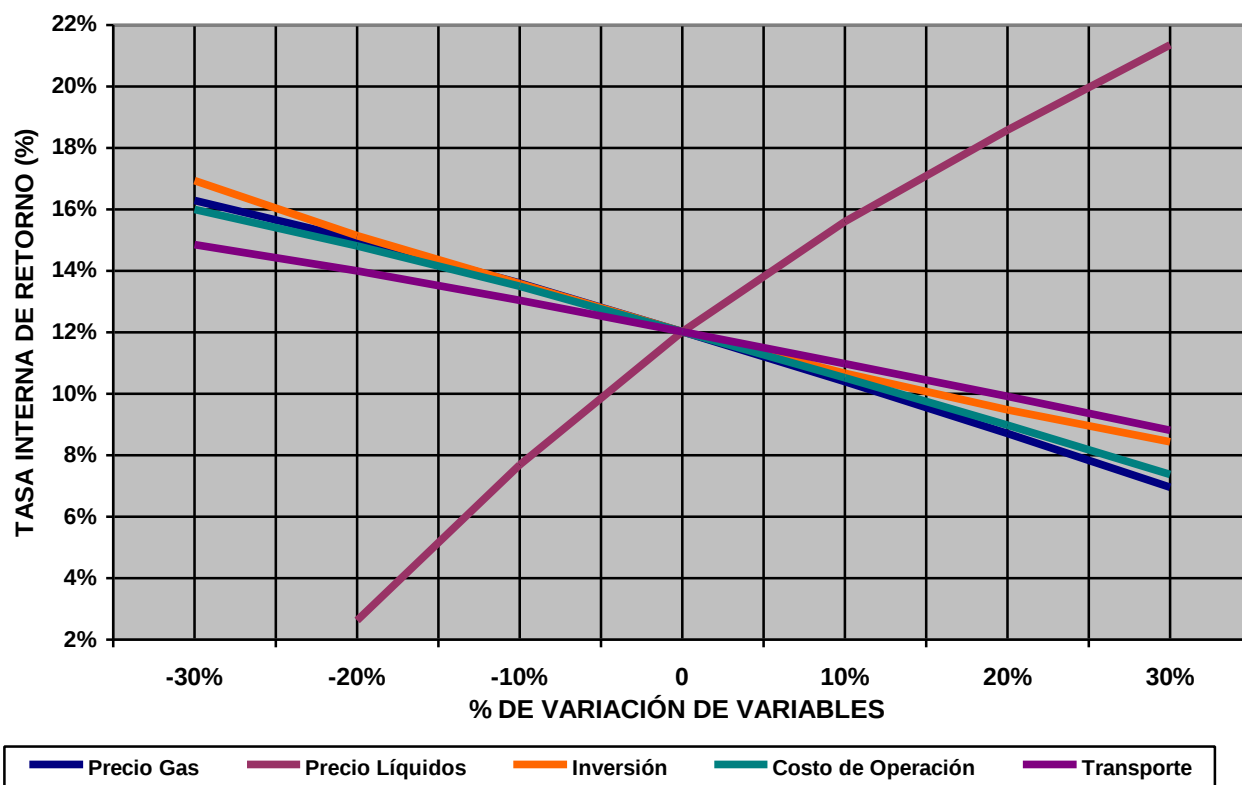
#### 4.4 Talara

**4.4.1** Al igual que en los otros casos analizados, la variable que más afecta la rentabilidad es el precio de los líquidos, seguida del precio de gas en boca de pozo y el costo de operación.

**4.4.2** Talara presenta las ventajas de su ubicación en la costa, con mercados locales crecientes (Piura, Chiclayo, etc.), hacia donde puede derivarse los volúmenes de líquidos producidos por la planta. Esto representará mayor rentabilidad para el inversionista.

**4.4.3** Los valores que hemos asignado al precio del gas en boca de pozo y al transporte de gas hasta la planta tendrían que ser validados por los inversionistas existentes en la zona para definir la rentabilidad del operador del campo. En la actualidad, el precio del gas en la zona norte (en dólares por mil pies cúbicos) se calcula como un diez por ciento (10%) del valor del petróleo residual # 6 con siete por mil (0.7%) de azufre basado en la costa del Golfo de los Estados Unidos. A la fecha de nuestro análisis este precio es de US\$ 14 por barril ó US\$1.40 por Mscf de gas natural.

**GRÁFICO 4.4. - GRÁFICO DE RESULTADOS  
Caso Talara**



## 5. BIBLIOGRAFÍA

- Energía y Minas, Ministerio (Perú): Plan Referencial de Hidrocarburos 1997-2007.
- Energía y Minas, Ministerio (Perú): Plan Referencial de Electricidad 1997-2013
- Energía y Minas, Ministerio (Perú): Anuario Estadístico de Hidrocarburos (1996-1997).
- PERUPETRO S.A. (Perú): Memoria '97 – 1,500 Días - 1997.
- Agee, Kenneth L. y Agee, Mark A. (Syntroleum Corp. – USA) y Willingham, F. Young y Trepper, Elliot L. (Bateman Engineering Inc. – USA): “Económica Utilization of Natural Gas to Produce Synthetic Petroleum Liquids” - Trabajo presentado en la 75<sup>th</sup>. Annual GPA Convention – Marzo 11 a 13 de 1996 (Denver – Colorado).
- SASOL página web (<http://www.sasol.com>): SASOL Slurry Phase Distillation Process.
- Parkinson, Gerald : “Fischer-Tropsch comes back” - ACHEMA 97 – Chemical Engineering.
- Tijm, Peter J.A. (Shell International Gas Ltd. London) and Others : “The Markets for Shell Middle Distillates Synthesis Products” – Trabajo presentado en el seminario: Alternative Energy '95 (Vancouver, Canada, Mayo 2-4, 1995).
- Corke, Michael J (Purvin & Gertz Inc., London): “GTL technologies focus on lowering costs” – Oil & Gas Journal (Septiembre 21, 1998).

## 6. LEYENDA DE GRÁFICOS

| GRÁFICO                                                                    | Página |
|----------------------------------------------------------------------------|--------|
| 1. Demanda y producción de Diesel 2                                        | 3      |
| 2. Demanda y producción de Gasolinas                                       | 4      |
| 3. Demanda y producción de Kero-Turbo                                      | 4      |
| 4. Gráfico 4.1 – Gráfico de Resultados: Camisea Planta Ubicada en la Selva | 8      |
| 5. Gráfico 4.2 – Gráfico de Resultados: Camisea Planta Ubicada en la Costa | 9      |
| 6. Gráfico 4.3 – Gráfico de Resultados: Caso Aguaytía                      | 10     |
| 7. Gráfico 4.4 – Gráfico de Resultados: Caso Talara                        | 11     |

| <b>ANEXO No. 1 – LICENCIAS DISPONIBLES Y PLANTAS EN OPERACIÓN</b> |                             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|-------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>EMPRESA</b>                                                    | <b>PAÍS</b>                 | <b>PLANTAS EN OPERACIÓN</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| <b>SASOL</b>                                                      | <b>SUD-ÁFRICA</b>           | <ul style="list-style-type: none"> <li>Sasolburg (1955) – Tres reactores de lecho fijo y fluidizado con producción de 1,500 BPD cada uno. Gas de síntesis producido por medio de gasificación del carbón.</li> <li>Secunda (1988) – Proceso Synthol de SASOL que emplea reactores de lecho fluidizado circulante con capacidad de 6,500 BPD. Posteriormente (1995) se amplió la capacidad de los reactores a 11,000 BPD. Gas de síntesis producido por medio de gasificación del carbón. En la actualidad la planta en Secunda procesa 150,000 BPD mediante dieciséis (16) reactores con el proceso Synthol mejorado.</li> <li>Mossel Bay (1991, en conjunto con Mossagas) – Se desarrolló la primera planta que usa gas natural como materia prima en el proceso Synthol. La planta tiene tres reactores con capacidad para 7,500 BPD cada uno.</li> <li>Planta piloto con reactor tipo slurry procesando gas natural como materia prima (1993) – Con capacidad para 2,500 BPD. Actualmente se ha propuesto a Qatar una planta con esta tecnología para producir 10,000 BPD de combustibles líquidos a partir de gas natural.</li> </ul> |
| <b>EXXON</b>                                                      | <b>USA</b>                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Han desarrollado su propia tecnología para el desarrollo de una planta en escala piloto, de 200 BPD de combustibles líquidos utilizando gas natural como materia prima. Utilizan un reactor multi-fase del tipo slurry con un catalizador desarrollado por ellos mismos a base de cobalto. El gas de síntesis se produce simultáneamente mediante oxidación parcial y re-formación con vapor del gas natural utilizando un reactor de lecho fluidizado.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| <b>SHELL</b>                                                      | <b>INGLATERRA – HOLANDA</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Planta Bintulu (Malasya, 1993) – La producción de líquidos, a partir del gas natural, es del orden de 12,500 BPD (combustibles, especialidades químicas y ceras). La planta usa tecnología propia, con un reactor multi-tubular de lecho fijo con catalizador de cobalto. La producción del gas de síntesis es mediante tecnología propia del proceso de oxidación parcial, el Proceso de Gasificación de Shell (SGP), debiendo eliminarse el amoníaco antes de ingresar al reactor del proceso Fischer Tropsch.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| <b>SYNTROLEUM</b>                                                 | <b>USA</b>                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Syntroleum viene trabajando en una planta piloto y ha manifestado públicamente que su tecnología puede ser económica en plantas con capacidades de hasta 2,000 BPD. En su proceso utiliza un reactor de lecho fluidizado con catalizador de cobalto, trabajando con temperaturas del orden de 190-230 °C y presiones de 20 – 35 bares. La producción del gas de síntesis se efectúa mediante reformación auto-térmica utilizando aire en lugar de oxígeno puro.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| <b>RENTECH</b>                                                    | <b>USA</b>                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Planta en Kumchai Field (Nor-Oeste de la India – programada para mediados de 1998) – Planta piloto que utiliza un catalizador de hierro con tecnología propia de Rentech, en un reactor del tipo slurry vertical. Se espera que produzca 360 BPD de hidrocarburos Fischer-Tropsch a partir del gas natural. El gas de síntesis se produce mediante oxidación parcial del gas natural con oxígeno.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |

**ANEXO NO. 2****RESUMEN DE VARIABLES UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO**

| <b>VARIABLE</b>                                                                | <b>CAMISEA SELVA</b> | <b>CAMISEA COSTA</b> | <b>AGUAYTÍA</b> | <b>TALARA</b> |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------|----------------------|-----------------|---------------|
| 1. Precio de gas en boca de pozo para TIR 12% (US\$/Mscf)                      | 0.515                | 0.50                 | 0.575           | 0.70          |
| 2. Precio de líquidos (US\$/BBL)                                               | 27.09                | 27.09                | 27.09           | 27.09         |
| 3. Inversión en Planta (MUS\$/ Bpd)                                            | 23.4                 | 18                   | 18              | 18            |
| 4. Costo de Operación (como porcentaje del ingreso de líquidos)                | 30%                  | 25%                  | 25%             | 25%           |
| 5. Costo de Transporte de líquidos (US\$/BBL)                                  | 2.50                 | N/A                  | 6.40            | N/A           |
| 6. Costo de Transporte de gas natural (US\$/ Mscf)                             | N/A                  | 0.65                 | N/A             | 0.50          |
| 7. Escalamiento de precios y tarifas (% anual)                                 | 2%                   | 2%                   | 2%              | 2%            |
| 8. Volumen de Producción de líquidos (Mbpd)                                    | 30                   | 30                   | 2               | 4             |
| 9. Regalías pagadas al gobierno por el gas natural (% sobre el precio del gas) | 5%                   | 5%                   | 5%              | 5%            |
| 10. Impuesto a la renta (%)                                                    | 30%                  | 30%                  | 30%             | 30%           |
| 11. Depreciación lineal (años)                                                 | 5                    | 5                    | 5               | 5             |
| 12. Horizonte para el análisis (años)                                          | 20                   | 20                   | 20              | 20            |
| 13. Inicio de Producción (años)                                                | 2.5                  | 2.5                  | 2.5             | 2.5           |
| 14. Capital de Trabajo (meses de compra de gas y costos de operación)          | 3 meses              | 3 meses              | 3 meses         | 3 meses       |