

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA DEL PERU  
FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA Y TEXTIL**



**“DIESEL SINTETICO DEL GAS NATURAL”**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE**

**INGENIERO QUIMICO**

**POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS**

**PRESENTADO POR**

**ALDO GENARO TELLEZ HINOJOSA**

**LIMA – PERU  
2006**

Dedicado a mis padres que a la distancia  
me siguen dando las fuerzas para  
superarme continuamente.

Un agradecimiento muy especial a la Moshi por el apoyo y cariño que me brinda día a día...

A los profesores que me guiaron con sus sugerencias para desarrollar este informe...

A mi familia, presente en todo momento...

Al código y a los amigos cercanos.

Vive, vuelve y vencerá.

## **Diesel Sintético de Gas Natural**

(Resumen)

El presente informe intenta brindar una alternativa de solución al problema de la excesiva demanda de Diesel que existe en el Perú y que nuestras refinerías no se dan abasto con sus insuficientes Ofertas. Hace dos años en el Perú, el Gas Natural de Camisea ha tomado una connotación importante como fuente de energía que cubriría la demanda ya mencionada, pero esto tomaría su tiempo de adaptación para transformar los equipos de combustión de Diesel a Gas Natural. Nuestra propuesta consta de obtener Diesel sintético a partir del Gas Natural mediante la tecnología Gas a Líquidos (Gas-to-liquids) también conocido como procesos Fischer-Tropsch que consiste en tres etapas:

- Producción de Gas de síntesis.
- Síntesis de Fischer-Tropsch.
- Alargamiento de Cadena de Hidrocarburos.

Mediante esta tecnología se puede obtener Metanol, Dimetil Eter y Diesel sintético. Nos enfocaremos en este último por ser muy importante en el mercado local. Las entidades Internacionales son cada vez más estrictas con el cumplimiento de los estándares de emisiones gaseosas y de los efluentes industriales, es por eso que esta propuesta toma mas fuerza pues el producto final es un Diesel ecológico que casi no contiene azufre en su composición, que viene a ser el principal factor de la contaminación ambiental como se indica en el Protocolo de Kyoto (Efecto Invernadero). Por lo tanto como futuro profesional existe la imperiosa obligación de plantear esta opción tecnológica para resolver un problema de la realidad nacional, que no solo cubrirá la demanda sino que mejorara la calidad del Diesel existente ya que se puede mezclar para elevar la calidad actual, y disminuir los impactos ambientales con las emisiones producidas.

## INDICE

	<u>Página</u>
INDICE	1
CAPITULO I: Introducción	3
1.1 Objetivo	4
1.2 Alcance.	4
1.3 Antecedentes.	4
CAPITULO II: Estudio de Mercado	6
2.1 Mercado del diesel en el Perú.	6
2.2 Balanza comercial de hidrocarburos del Perú	9
2.2.1 Importaciones de Diesel	15
2.3 Materia Prima: Gas Natural	18
2.3.1 Gas Natural en el Mundo	18
2.3.2 Reservas de Gas Natural en el Perú	23
2.4 Mercado Internacional del GTL	27
2.5 Valor del producto GTL Diesel.	29
2.6 El precio del Gas	32
CAPITULO III: Tecnología GTL	35
3.1 Antecedentes y GTL en el Mundo.	35
3.2 GTL: Gas a Líquidos	41
3.2.1 Gas de síntesis	42
3.2.2 Proceso Fischer –Tropsch	46
3.2.3 Conversión y sistema de separación de Hidrocarburos	54
CAPITULO IV: Evaluación Económica	56
4.1 Costos de Capital	56
4.2 Costos de Operación	57
4.3 Análisis Económico	57

<b>CAPITULO V: Diesel Sintético. Generalidades</b>	<b>63</b>
5.1 Propiedades Químicas	63
5.2 Consideraciones Medio Ambientales	68
<b>CAPITULO VI: Conclusiones</b>	<b>71</b>
<b>CAPITULO VII: Recomendaciones</b>	<b>73</b>
<b>CAPITULO VIII: Referencias Bibliográficas</b>	<b>74</b>
<b>Anexo I: Diagrama de Bloques Tecnología Gas To Liquids</b>	<b>76</b>

## **CAPITULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

Hasta hace poco había dos formas prácticas de transportar gas natural: Hacerlo circular a través de un gaseoducto en estado gaseoso o enfriarlo y transportarlo como Gas Natural Licuado (GNL). Ahora hay una tercera alternativa la tecnología de conversión de gas natural en productos líquidos, de combustión limpia, que pueden ser fácilmente despachados al mercado.

El proceso GTL (Gas to Liquids: Gas a líquidos en español), en el que una reacción química convierte el gas natural en productos de hidrocarburos líquidos, no es un invento nuevo. Luego de la primera Guerra mundial, las sanciones económicas impuestas impulsaron a los científicos alemanes a explorar formas de sintetizar el petróleo líquido proveniente de los abundantes recursos de carbón del país. Uno de los métodos exitosos, el proceso Fischer-Tropsch desarrollado en 1923 por Franz Fischer y Hans Tropsch, permitió convertir el metano obtenido de calentar carbón en combustible diesel de alta calidad aceites lubricantes y ceras. El combustible diesel tenía una combustión limpia y producía emisiones con cantidades insignificantes de partículas y azufre. Para 1945 las compañías químicas alemanas habían construido nueve plantas Fischer -Tropsch para la generación de combustibles líquidos sintéticos limpios.

Luego de la Segunda Guerra Mundial varios países comenzaron a investigar la generación de combustibles sintéticos sobre la base de la técnica de Fischer-Tropsch. Las plantas alemanas fueron desmontadas y trasladadas a Rusia, donde construyeron la base para los esfuerzos industriales de producción de ceras y productos químicos. En un entorno de preocupación por la seguridad futura de las importaciones de hidrocarburos, se iniciaron trabajos en EUA y Sudáfrica para evaluar la eficacia de la reacción Fischer -Tropsch a diferentes presiones y temperaturas, con diferentes catalizadores: hierro, cobalto o níquel, y con diferentes métodos de recirculación de los gases y líquidos a través del reactor.

Para 1953 se puso en operación una planta en Sudáfrica y desde entonces, impulsados en gran medida por las restricciones impuestas sobre las importaciones de petróleo, los combustibles Fischer-Tropsch cubrieron el 36% de las necesidades de ese país en materia de combustibles líquidos.

### 1.1 Objetivo.-

Proponer y evaluar la implementación de la tecnología GTL en el Perú usando el Gas de Camisea para cubrir la excesiva demanda de Diesel 2 en el mercado nacional.

### 1.2 Alcance.-

Este informe analiza el mercado nacional del Diesel 2 y propone la tecnología de GTL (gas to liquids) para la obtención de un Diesel sintético libre de Azufre. Se realiza también una ligera evaluación de la viabilidad técnica-económica mediante el uso de datos en publicaciones de revistas e informes de compañías especializadas en esta tecnología sobre la factibilidad en zonas potenciales del Mundo como el Perú.

### 1.3 Antecedentes.-

El presente informe intenta brindar una alternativa de solución al problema de la excesiva demanda de Diesel que existe en el Perú y que nuestras refinerías no se dan abasto con sus insuficientes Ofertas.

Al estar viviendo en una época donde los recursos energéticos son insuficientes para la creciente demanda en el mundo, la búsqueda de nuevas fuentes de energía se hace cada vez más imperativo. Desde hace dos años en el Perú, el Gas Natural de Camisea ha tomado una connotación importante como fuente de energía que cubriría la demanda ya mencionada, pero esto tomaría su tiempo de adaptación para transformar los equipos de combustión de Diesel a Gas Natural.



Actualmente es imposible dejar de tocar el tema de Medio Ambiente antes de poner en marcha un proyecto. Las entidades Internacionales son cada vez más estrictas con el cumplimiento de los estándares de emisiones gaseosas y de los efluentes industriales, es por eso que esta propuesta toma mas fuerza, teniendo en cuenta que el producto final es un Diesel ecológico que casi no contiene azufre en su composición, que viene a ser el principal factor de la contaminación ambiental como se indica en el Protocolo de Kyoto (Efecto Invernadero), además tiene un contenido en aromáticos muy limitado.

## CAPITULO II

### ESTUDIO DE MERCADO

#### 2.1 Mercado del diesel en el Perú.

El Diesel 2 es el combustible que más se consume en el país y es utilizado principalmente en el transporte, la industria y la generación eléctrica. Su consumo se incrementó en el período 1994-1999, registrándose los mayores consumos en los años 1994 y 1995 debido al crecimiento de la generación termoeléctrica a base de este combustible y al aumento de la flota automotriz a Diesel como consecuencia de haberse aplicado al Diesel menores impuestos que a las Gasolinas.

En el período 2000 – 2002, la demanda de Diesel 2 disminuyó en un promedio de 5 % porque el comercio informal comenzó a adulterarlo con Kerosene; no obstante, entre los años 2003 y 2004 su demanda se recuperó en un promedio del 14%, pasando de 49,2 MBPD de consumo en el año 2002 a 54,2 MBPD en el año 2003 y 63,7 MBPD en el año 2004 debido a que se corrigió el desnivel de impuestos entre el Diesel y el Kerosene.

La demanda de los derivados de petróleo en el mercado nacional para el período 1990-2005 y la demanda pronosticada al 2014 se muestran en los cuadros 2.1, 2.2 y en el grafico 2.1

**Cuadro 2.1:** Demanda de Diesel y total de derivados 1993 – 2005 (Minem)

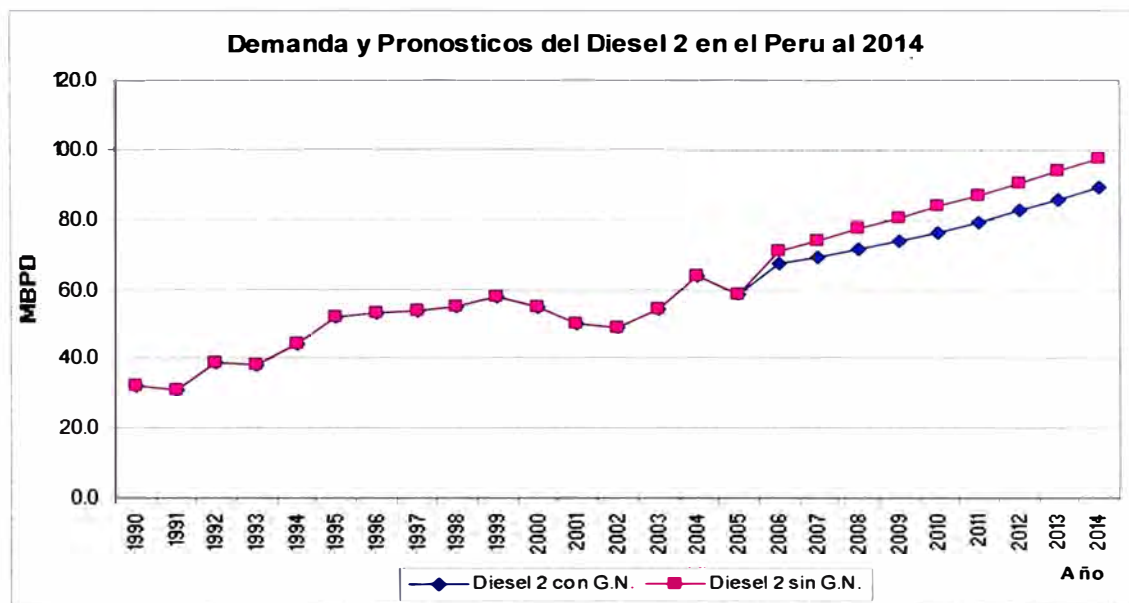
MBPD	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
D2	52.0	53.1	53.5	55.1	58.2	54.8	50.1	49.2	54.2	63.7	58.6
Total	143.9	149.0	146.6	149.3	155.1	147.7	140.0	143.8	139.5	151.6	134.2

**Cuadro 2.2:** Demanda Pronosticada Diesel con Gas Natural al 2014 (Minem)

MBPD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
D2	67.3	69.0	71.3	73.8	76.2	79.3	82.5	85.8	89.2
Total	154.6	154.2	156.1	158.2	160.8	165.1	169.4	173.8	178.7

**Cuadro 2.3:** Demanda Pronosticada de Diesel sin Gas Natural al 2014 (Minem)

MBPD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
D2	70.8	74.1	77.2	80.4	83.7	87.1	90.6	94.1	97.8
Total	164.2	169.9	175.1	180.5	185.9	191.5	197.2	203.1	209.1

**Grafico 2.1:** Demanda de Diesel 2 y pronostico al 2014. Fuente MINEM

En el 2005 el consumo interno de combustibles derivados de petróleo y Líquidos del Gas Natural fue de 134 MBPD, lo que refleja una disminución del orden del 9.5% respecto al año 2004 (151.6 MBPD) por efecto del Gas Natural que viene sustituyendo a los combustibles líquidos, principalmente Diesel 2 y Petróleos Industriales

Los criterios tomados para la estimación de la demanda de los derivados del petróleo hasta el 2014 fueron los siguientes:

- El gas natural tendrá un gran impacto en el reemplazo de los combustibles líquidos, principalmente reemplazará al Residual, Diesel y gasolinas lo cual se manifestará mayormente al final del período.
- Los programas de protección ambiental que se apliquen en el Perú, no tendrán efecto significativo sobre el consumo de combustibles. Se

considera que la conversión, motivada únicamente por el factor de política ambiental, será lenta.

- Se ha preparado una “Proyección Base” en función a las variables macroeconómicas del Marco Macroeconómico Multianual 2005–2007, publicado por el Ministerio de Economía y Finanzas, asumiendo que en el periodo 2005-2014 se consumirán combustibles líquidos y que el gas natural si será utilizado. Como principales variables determinantes de la demanda se consideran: al PBI, la población y el parque automotor; la evolución de las mismas se aprecia en el Cuadro 2.4.

**Cuadro 2.4:** Proyección de algunas variables para la demanda al 2014. MINEM

PROYECCIÓN DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DETERMINANTES DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
PBI (Miles de millones de S/ - 1994) (1)	144.4	150.9	158.4	165.4	172.7	180.3	188.2	196.5	205.1	214.1
Población (Millones habitantes) (2)	27.9	28.3	28.8	29.2	29.7	30.1	30.6	31.0	31.5	31.9
<b>Parque Automotor (3)</b>										
Gasolina	874978	910465	947391	985815	1025797	1067400	1110691	1155737	1202611	1251386
Diesel	506083	519464	533197	547294	561764	576616	591861	607507	623570	640056
<b>Variación Anual (%)</b>										
PBI (%)	4.5	4.5	5.0	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Población (%)	1.45	1.43	1.77	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49
<b>Parque Automotor (%)</b>										
Gasolina	5.2	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Diesel	2.8	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6

Fuente:

(1) Período 2005-2007: MEF (Marco Macroeconómico Multianual 2005-2007 Revisado) / Período 2008-2014: Promedio del crecimiento del PBI 2003-2007

(2) Período 2005-2007: MEF (Marco Macroeconómico Multianual 2005-2007 Revisado) / Período 2008-2014: Promedio del crecimiento de la población 2003-2007

(3) Año 2005: proyección del Período 1999-2004 / Período 2006-2014: Promedio crecimiento del Parque Automotor

La demanda de derivados del petróleo, hasta el año 2014, será afectada en gran medida por el consumo de gas natural. No se espera un gran crecimiento de la demanda de combustibles en los próximos 10 años. Se estima que en el año 2014 la demanda de combustibles derivados del petróleo será del orden de los 178,7 MBPD lo cual significa un crecimiento promedio de 1,6% anual. Con respecto a la sustitución de combustibles líquidos por el Gas Natural; se espera

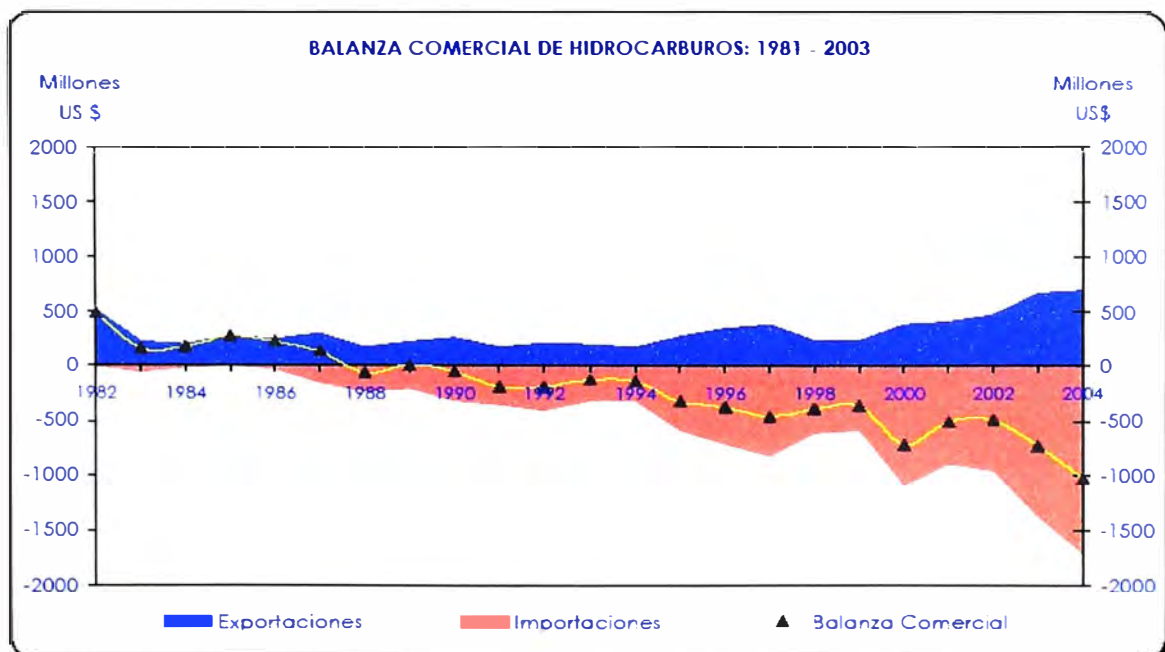
que en el año 2006, 9.6 MBPD (6.2% de la demanda base) sean reemplazados por gas natural (Cuadros 2.2 y cuadro 2.3).

El Diesel continuará siendo el combustible de mayor demanda en el período de estudio; su consumo será de 89,2 MBPD en el año 2014 (cuadro 2.2). Asimismo, se espera que el Diesel sea sustituido por el gas natural en el sector industrial en un volumen del orden de 3.5 MBPD en el año 2006 y 8,6 MBPD en el año 2014. (Cuadros 2.2 y cuadro 2.3)

## 2.2 Balanza comercial de Hidrocarburos del Perú.

En la evolución de la Balanza Comercial de Hidrocarburos se identifica una primera etapa entre los años 1982 y 1987 en la que el valor de las exportaciones era mayor que el de las importaciones y una segunda etapa, a partir de 1988 hasta la actualidad, en la que los resultados se tornaron negativos (Cuadro 2.5 y Gráfico 2.2).

**Gráfico 2.2:** Balanza comercial de Hidrocarburos al 2004. Fuente MINEM



**Cuadro 2.5: Balanza comercial de Hidrocarburos en periodo 1982-2004**

Fuente : MINEM

**BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS: 1982 - 2004  
(MBPD)**

	Exportaciones	Importaciones	Balanza Comercial
1982	62.4	-1.5	60.8
1983	56.1	-6.0	50.1
1984	65.4	-1.9	63.5
1985	73.3	-0.6	72.7
1986	60.6	-4.4	56.3
1987	50.5	-18.7	31.8
1988	43.4	-37.9	5.5
1989	42.1	-29.2	12.9
1990	42.7	-32.4	10.3
1991	44.9	-44.4	0.5
1992	49.6	-48.5	1.0
1993	45.3	-41.0	4.4
1994	39.7	-44.1	-4.4
1995	50.9	-80.0	-29.1
1996	55.7	-85.0	-29.4
1997	68.6	-109.0	-40.5
1998	70.6	-115.7	-45.1
1999	47.7	-85.5	-37.5
2000	40.8	-95.9	-55.1
2001	55.5	-100.9	-45.4
2002	57.1	-103.4	-46.3
2003	67.5	-122.1	-54.6
2004	59.9	-120.3	-60.3

**BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS: 1982 - 2004  
( Millanes de US \$ )**

	Exportaciones	Importaciones	Balanza Comercial
1982	505.2	-18.4	486.8
1983	227.2	-66.6	160.6
1984	195.0	-20.3	174.7
1985	275.8	-6.1	269.7
1986	250.5	-31.5	218.7
1987	290.9	-156.8	134.0
1988	173.1	-237.4	-64.3
1989	222.4	-215.2	7.2
1990	262.7	-315.2	-52.5
1991	177.6	-362.7	-185.2
1992	214.7	-402.4	-187.7
1993	199.2	-323.5	-124.3
1994	178.3	-317.2	-138.9
1995	266.6	-589.8	-323.2
1996	348.0	-720.1	-372.2
1997	381.4	-832.9	-451.5
1998	234.0	-615.4	-381.4
1999	238.6	-591.2	-352.6
2000	380.3	-1093.5	-713.2
2001	402.5	-906.3	-503.8
2002	471.1	-963.0	-491.9
2003	662.6	-1385.5	-722.8
2004	685.7	-1714.4	-1028.6

Principales causas que para estos resultados fueron:

- La continúa disminución de la producción nacional de petróleo crudo.
- En general las refinerías nacionales, tienen una gran producción de residuales e insuficientes instalaciones para el procesamiento de estos. Esta situación da lugar a que haya una alta producción de residuales que se tiene que exportar a bajo precio.
- Crecimiento de la demanda interna de derivados del petróleo, principalmente del Diesel 2, que las refinerías nacionales no pueden abastecer.

En el año 2004 la Balanza Comercial de Hidrocarburos alcanzó un déficit de US\$ 1 029 millones.

El Perú actualmente es un país deficitario en Diesel; se espera disminuir el déficit con el efecto de sustitución del gas natural en el sector industria. Asimismo, se prevé que a futuro el parque automotor se renueve con unidades operadas con GLP o GNV (Gas Natural Vehicular). No obstante, se prevé un déficit de Diesel 2 en todo el período de estudio, -20.4 MBPD en el año 2006 y - 31,9 MBPD en el año 2014.

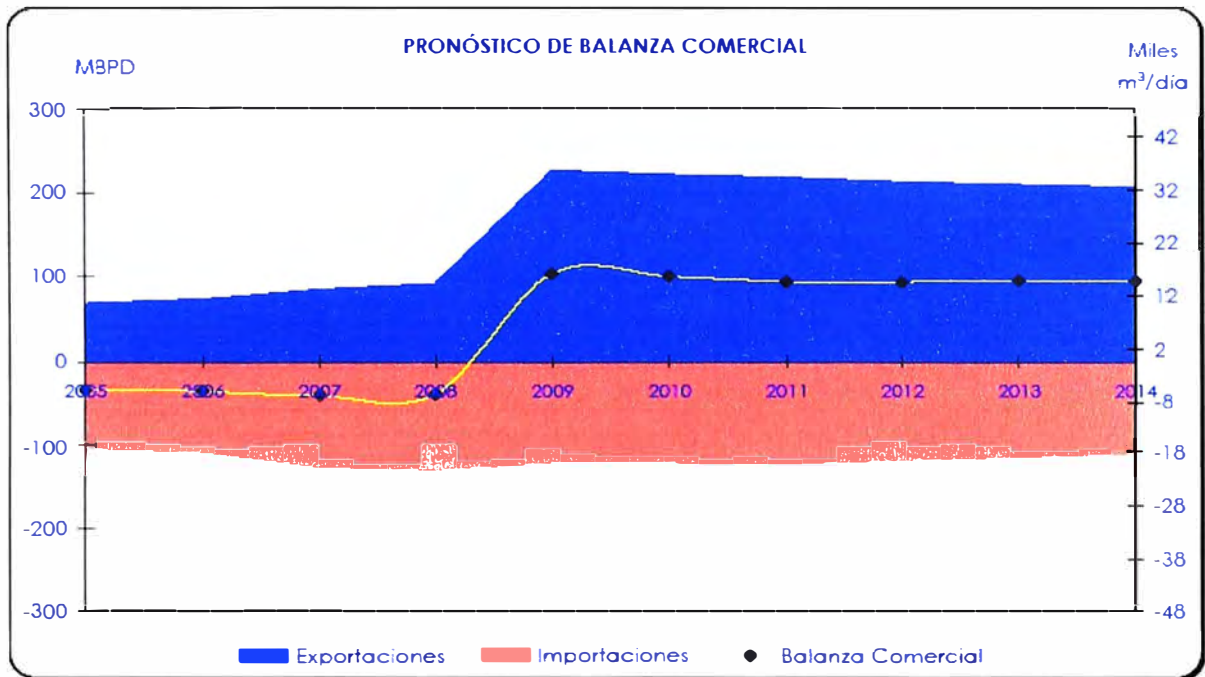
Las cifras de la balanza comercial volumétrica de derivados y de petróleo crudo se presentan en el Cuadro 2.6.

Se espera que a partir del año 2009 la Balanza Comercial se vuelva positiva por el efecto del inicio de las operaciones del proyecto de exportación y por que se espera obtener producción de petróleo crudo de nuevos yacimientos (Cuadro 2.7, Grafico 2.5).

En el año 2005 la Balanza Comercial siguió registrando un saldo negativo, las exportaciones fueron del orden de US\$ 1 488 millones, mientras que las importaciones llegaron a US\$ 2 268 millones, resultando un déficit del orden de

US\$ 780 millones, que significa una disminución en el déficit del 24 % con respecto al déficit del año 2004 (US\$ 1 029), debido al aumento de las exportaciones de GLP y Gasolina Natural y a la reducción de las importaciones de Diesel debido a su reemplazo por gas natural en los sectores eléctrico e industrial.

**Grafico 2.3:** Balanza comercial volumétrica al 2014 en MBPD. Fuente: MINEM





**Cuadro 2.6** Balanza Comercial Volumétrica al 2014 en MBPD. Fuente: MINEM

BALANZA COMERCIAL : 2005 - 2014 (MBPD)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Exportaciones</b>										
Petróleo Crudo	16.2	15.3	14.3	12.0	10.0	8.0	6.0	4.0	2.0	
GLP	5.4	6.2	5.2	9.2	25.6	23.7	22.2	21.1	20.1	19.4
Gasolina		2.4	5.9	6.6	7.3	7.6	7.9	8.1	8.5	8.8
Diesel										
Kerosene / Turbo	4.0	9.0	13.4	13.7	14.0	14.3	14.5	14.9	15.1	15.4
Residuales	18.4	15.6	22.6	23.1	23.3	23.5	22.9	22.2	21.5	20.6
Gasolina Natural	13.8	12.9	11.9	16.2	30.5	29.6	28.9	28.2	27.6	27.5
LNG (1)					104.2	104.2	104.2	104.2	104.2	104.2
Otros	11.4	11.9	12.3	12.1	11.9	11.7	11.5	11.2	11.0	10.8
<b>Exportaciones</b>	<b>69.2</b>	<b>73.2</b>	<b>85.6</b>	<b>92.8</b>	<b>226.7</b>	<b>222.6</b>	<b>218.1</b>	<b>213.9</b>	<b>210.1</b>	<b>206.7</b>
<b>Importaciones</b>										
Petróleo Crudo	-77.2	-89.1	-111.4	-114.3	-106.8	-104.3	-101.8	-94.4	-86.9	-79.3
GLP										
Gasolina	-0.8									
Diesel	-25.1	-20.4	-15.6	-16.8	-15.7	-18.3	-21.6	-25.0	-28.4	-31.9
Kerosene / Turbo										
Residual										
Gasolina Natural										
LNG										
Otros										
<b>Importaciones</b>	<b>-103.13</b>	<b>-109.52</b>	<b>-126.98</b>	<b>-131.17</b>	<b>-122.48</b>	<b>-122.60</b>	<b>-123.40</b>	<b>-119.38</b>	<b>-115.31</b>	<b>-111.24</b>
<b>Balanza Comercial</b>	<b>-34.0</b>	<b>-36.4</b>	<b>-41.4</b>	<b>-38.4</b>	<b>104.2</b>	<b>100.0</b>	<b>94.7</b>	<b>94.5</b>	<b>94.8</b>	<b>95.5</b>

(1) 6 MFC de Gas Natural = 1 Barril equivalente de Petróleo

**Cuadro 2.7: Balanza comercial al 2014 en millones de US\$. Fuente MINEM**

**BALANZA COMERCIAL : 2005 - 2014 (Millones de US\$) (1)**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Exportaciones</b>										
Petróleo Crudo	197.2	162.2	150.9	125.9	104.3	82.9	63.4	43.1	21.9	
GLP	65.6	65.1	54.3	95.7	263.6	242.6	232.2	224.8	218.7	215.1
Gasolina		40.9	100.1	111.3	122.9	126.8	134.0	141.0	150.3	158.7
Diesel										
Kerosene / Turbo	74.4	147.2	219.2	221.9	225.3	228.9	237.5	247.1	256.3	265.6
Residuales	229.2	167.7	242.1	245.2	246.1	247.1	244.9	242.2	239.8	234.1
Gasolina Natural (2)	221.7	181.4	166.9	224.5	421.3	406.9	404.5	402.5	400.9	405.8
LNG (3)					533.8	533.8	533.8	533.8	533.8	533.8
Otros	210.0	192.0	197.2	192.5	188.0	183.5	183.6	183.6	183.4	183.1
<b>Exportaciones</b>	<b>998.2</b>	<b>956.5</b>	<b>1130.6</b>	<b>1217.1</b>	<b>2105.3</b>	<b>2052.5</b>	<b>2033.9</b>	<b>2018.0</b>	<b>2005.2</b>	<b>1996.1</b>
<b>Importaciones</b>										
Petróleo Crudo	-1235.7	-1279.8	-1592.9	-1626.7	-1512.1	-1466.5	-1454.7	-1369.6	-1279.3	-1184.5
GLP										
Gasolina	-17.7									
Diesel	-545.5	-396.6	-301.4	-323.2	-299.6	-348.7	-417.9	-489.7	-565.5	-644.8
Kerosene / Turbo										
Residuales										
Gasolina Natural										
LNG										
Otros										
<b>Importaciones</b>	<b>-1798.86</b>	<b>-1676.42</b>	<b>-1894.28</b>	<b>-1949.98</b>	<b>-1811.65</b>	<b>-1817.24</b>	<b>-1872.60</b>	<b>-1859.30</b>	<b>-1844.76</b>	<b>-1829.28</b>
<b>Balanza Comercial</b>	<b>-800.7</b>	<b>-719.9</b>	<b>-763.6</b>	<b>-732.9</b>	<b>293.7</b>	<b>235.2</b>	<b>161.3</b>	<b>158.7</b>	<b>160.4</b>	<b>166.9</b>

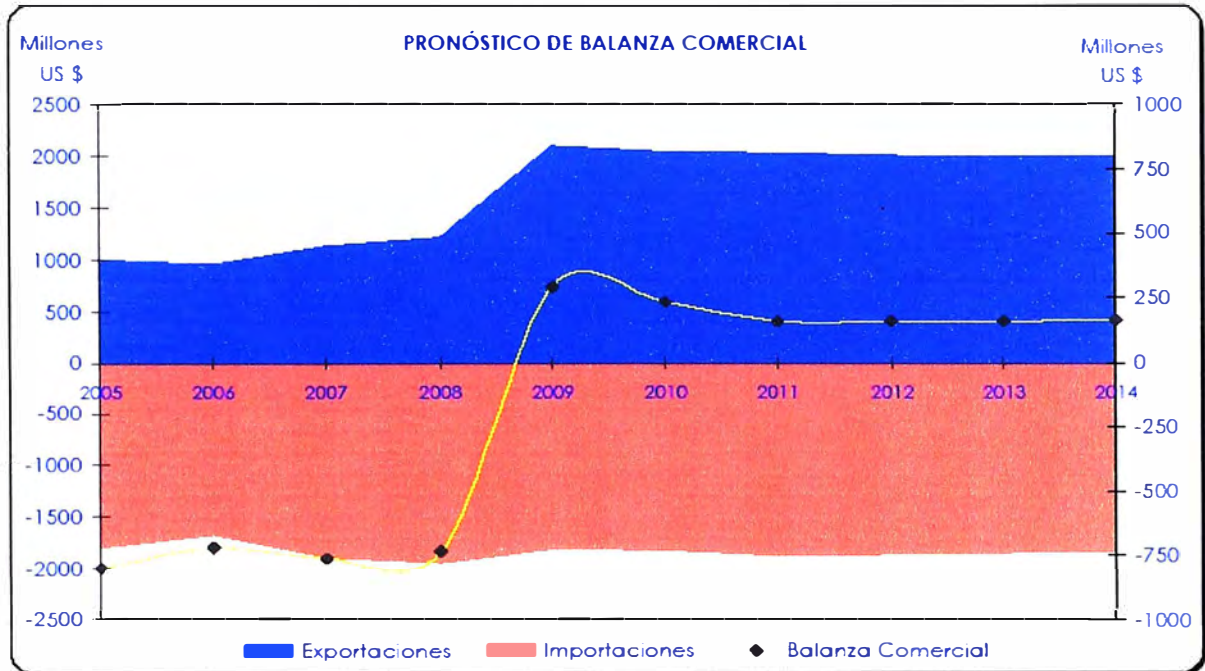
(1) Se considera que el costo total del transporte de la Costa del Golfo USA - Callao es como sigue:

GLP: 5.6 US\$/Bl. Combustibles Líquidos: 4.5 US\$/Bl. Petróleos Industriales: 5.7 US\$/Bl.

(2) Se considera que el precio de la gasolina natural es el 98 % del precio del crudo WTI. Fuente: BARNES AND CLICK ENERGY PRICE DATA

(3) Se considera un precio de US\$ 2.34/ MPC. Fuente: PERU LNG - Setiembre 2004.

**Grafico 2.4:** Balanza comercial al 2014 en millones de US\$. Fuente: MINEM

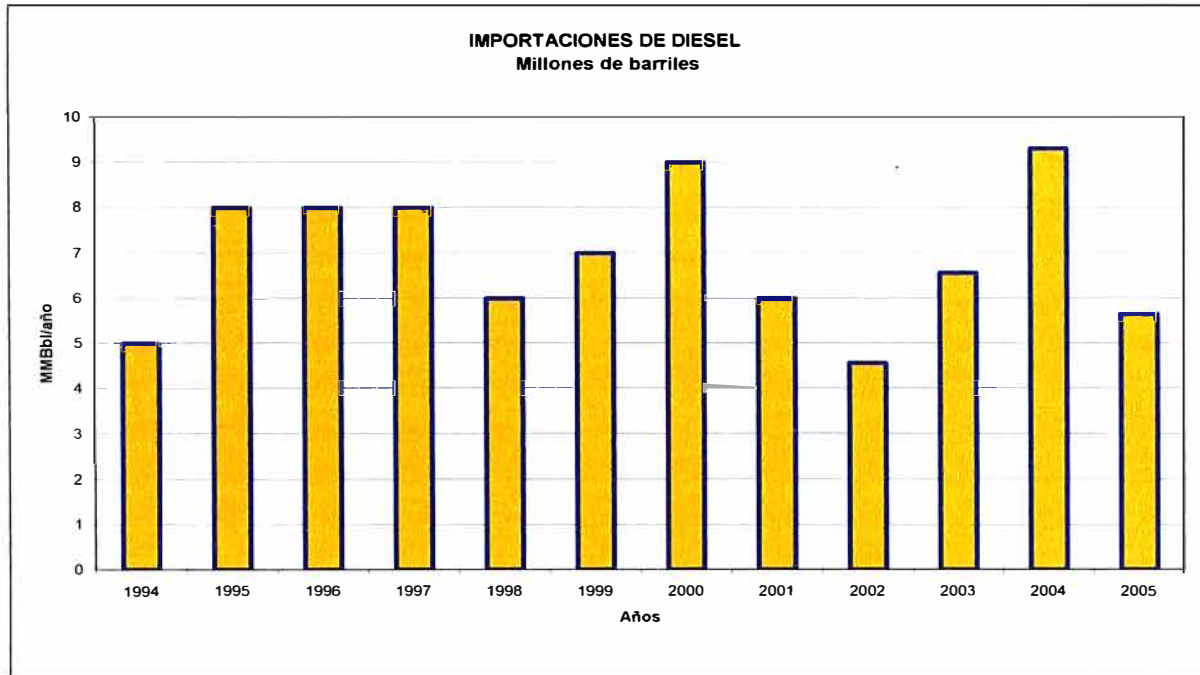


### 2.2.1 Importaciones de Diesel.

Según los reportes de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) y datos obtenidos de la páginas Web de la Aduana (Aduanet) se puede aproximar que en los últimos 6 años (desde el 2000 al 2005) el promedio de exportación de Diesel al Perú es de 6.8 MMBbbls/año lo que equivale a 20300 Bbbls/día. Esto lo podemos ver más claro en el gráfico 2.5 que expresa las importaciones de los últimos 12 años. Por ser un país deficitario de Diesel no existen exportaciones de este derivado. Todo lo que se produce en el Perú es para consumo local.

**Grafico 2.5:** Importaciones de Diesel desde el 1994 al 2005.

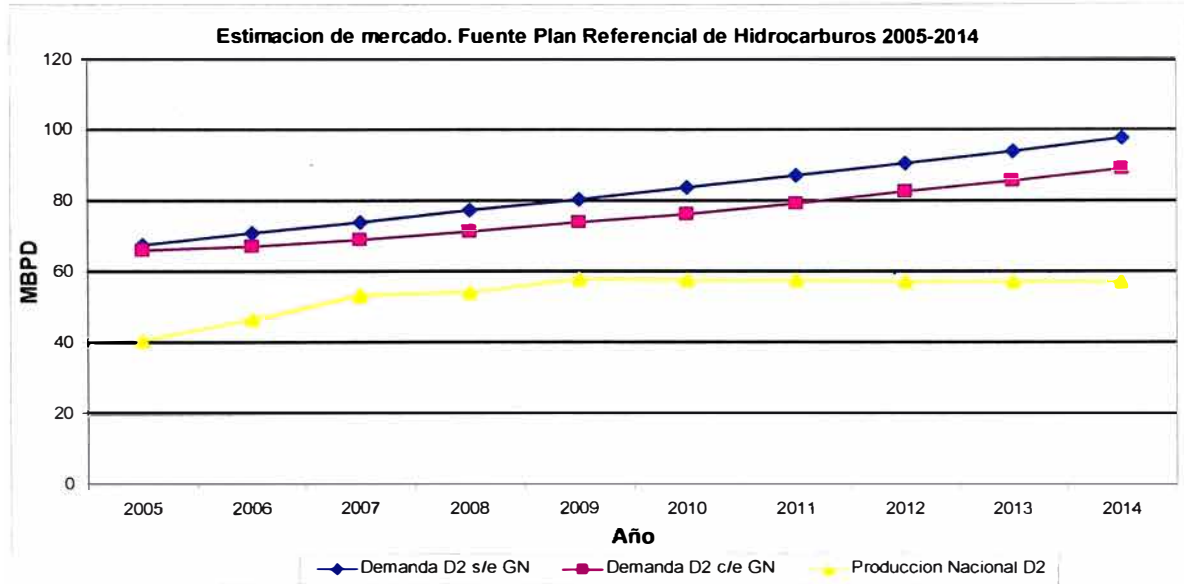
Fuente: DGH y Aduanet



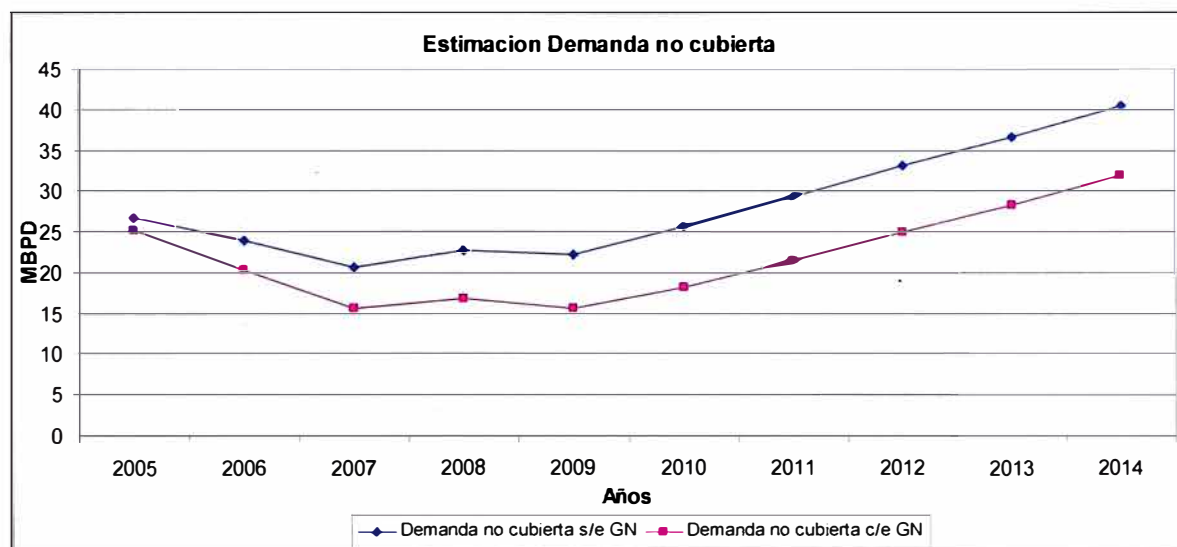
Del plan referencial de Hidrocarburos 2005 al 2014 podemos obtener los valores del cuadro 2.8 que nos muestra las proyecciones de las demandas de Diesel en el Perú hasta el 2014 y las demandas de no cubiertas por la producción nacional, lo que sería la proyección a importar en los años próximos.

**Cuadro 2.8:** Proyecciones del Diesel. Fuente: MINEM

<b>Diesel en MBPD</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Demanda estimada sin efecto del Gas Natural	70.8	74.1	77.2	80.4	83.7	87.1	90.6	94.1	97.8
Demanda estimada con efecto de Gas Natural	67.3	69	71.3	73.8	76.2	79.3	82.5	85.8	89.2
Producción Nacional de derivados (1)	46.9	53.4	54.5	58.1	57.9	57.7	57.5	57.4	57.3
Demanda no cubierta sin efecto Gas Natural	23.9	20.7	22.7	22.3	25.8	29.4	33.1	36.7	40.5
Demanda no cubierta con efecto Gas Natural	20.4	15.6	16.8	15.7	18.3	21.6	25	28.4	31.9

**Grafico 2.5:** Estimación de mercado 2006 – 2014. Fuente: MINEM

Del grafico 2.5 podemos apreciar como la demanda del Diesel en los años futuros con o sin ingreso del gas Natural de Camisea tiene una tendencia creciente llegando a aumentar aproximadamente 3.3 MBDP cada año. En la misma grafica notamos una tercera curva que representa la producción de Diesel por nuestras refinerías que llegan a partir del año 2009 a no incrementar y permanecer casi constante debido a la capacidad de las refinerías estarían exigidas al máximo. Las demandas no cubiertas que vendrían a ser una proyección de lo que se deberá importar los próximos años esta representado en la grafica 2.6.

**Grafica 2.6:** Importaciones Futuras de Diesel. Fuente: MINEM

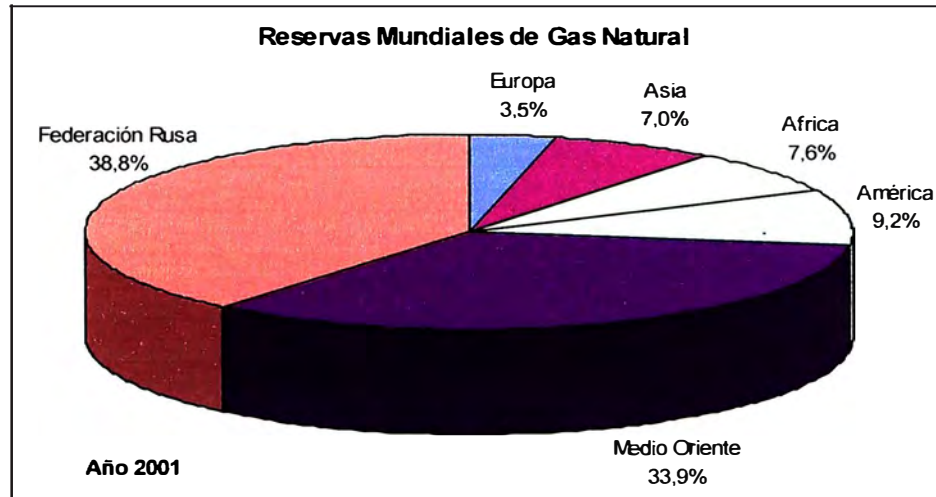
## 2.3 Materia Prima: Gas Natural

### 2.3.1 Gas Natural en el Mundo

De acuerdo a las cifras de la revista “World Oil” en agosto de 2002, las reservas probadas de gas natural en el mundo, estimadas para fines de 2001, son del orden de  $167.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$  ( $167 \text{ Tm}^3$ ), lo que corresponde a  $5\,919 \times 10^{12} \text{ ft}^3$  ( $5\,919 \text{ Tft}^3$ ).

Estas reservas de gas natural en el mundo equivalen a  $800 \times 10^9$  barriles de petróleo (925 Gbbl), que representan las 4/5 partes de las reservas probadas de petróleo en el mundo. En la comparación que se hace de las reservas de gas natural, con respecto de otras fuentes energéticas como el petróleo, el carbón, las hidroeléctricas, etc., se utiliza el petróleo como referencia en la equivalencia energética.

**Grafica 2.6:** En el 2001, las reservas probadas de gas natural a nivel mundial eran de 167.630 Trillones de m<sup>3</sup>. Fuente: Revista “World OIL”



En la grafica 2.6 se puede observar en la relación, Rusia tiene, largamente, el mayor potencial de reservas de gas natural en el mundo y la interconexión, mediante su red de tuberías con los países europeos, es un hecho, en especial con el Este y centro de Europa.

**Cuadro 2.8:** Relación de los países con más reservas de gas natural.

Fuente: Pagina Web “World Oil”

<b>País</b>	<b>Reservas</b>
Rusia	1447.7 TCF
Irán	487.3 TCF
Estados Unidos	187.1 TCF
Abu Dhabi	183.6 TCF
Katar	155.4 TCF
Arabia Saudita	141.2 TCF
Noruega	105.9 TCF
Argelia	105.9 TCF
Venezuela	98.9 TCF
Canadá	98.9 TCF

En lo referente a la producción y consumo, el gas natural tiene una importante participación en el consumo energético mundial, siendo de 23%. Las fuentes de energía principales y sus porcentajes de participación en el consumo energético son las siguientes, a nivel mundial. Estos porcentajes han sido calculados después de ser convertidos, todos ellos, a barriles de petróleo equivalente: Petróleo 40%, Carbón 27%, Gas 23%, Nuclear 7%, Hidráulica 3%

Refiriéndonos a la producción anual de gas natural en el mundo, se utiliza el exponente  $10^9$  (miles de millones) que para el sistema americano sería el billón. La producción anual de gas es del orden de  $2,158 \times 10^9$  metros cúbicos. En las revistas especializadas en energía se encuentran informaciones que incluyen al gas, dada su importancia dentro del consumo energético mundial.

La relación de los 10 primeros países productores de gas difiere de los que tienen las mayores reservas de gas, tal como se puede ver en la relación siguiente:

**Cuadro 2.9:** Países productores de gas. Pagina Web “World Oil”

<b>País</b>	<b>Producción anual</b>
Rusia	26.5 TCF/año
Estados Unidos	18.4 TCF/año
Canadá	4.9 TCF/año
Países Bajos	3.0 TCF/año
Gran Bretaña	2.3 TCF/año
Argelia	2.0 TCF/año
Indonesia	2.0 TCF/año
Arabia Saudita	1.3 TCF/año
Noruega	1.0 TCF/año
México	0.9 TCF/año



Se puede observar que entre los 10 principales productores de gas está un país latinoamericano, México, pero Venezuela está muy próximo con una producción anual de 0.88 TCF. La diferencia entre la producción anual de gas en el mundo y el consumo anual es relativamente pequeña y está en el orden de 1%. En lo que respecta a los países latinoamericanos que tienen reservas de gas natural, se enumeran a continuación en orden de importancia:

**Cuadro 2.10:** Reservas de Gas natural en Latinoamérica. Pagina Web “World Oil”

<b>País</b>	<b>Reservas (TCF)</b>
Venezuela	98.8
México	77.7
Bolivia	52.3
Argentina	21.2
Perú	11.5
Trinidad y Tobago	10.6
Brasil	7.1
Colombia	6.4
Ecuador	5.3
Chile	4.2

El desarrollo gasífero en América Latina merece un análisis cuidadoso y permite establecer comparaciones que pueden ser de provecho en un plan de desarrollo de nuestro propio país.

El gas natural como recurso energético debe ser aprovechado prioritariamente para el desarrollo del propio país, y su exportación se limita prácticamente a los países vecinos o países hasta los cuales se puede justificar económicamente el tendido de una tubería de gas.

La experiencia gasífera de México, Venezuela, Argentina y Colombia puede contribuir en mucho a desarrollar en el Perú un plan gasífero eficiente y del cual, a la fecha, se carece de experiencia. América Latina tiene una producción anual de gas del orden de  $110 \times 10^9 \text{ M}^3/\text{año}$ .

De los países con mayor producción de gas natural en Latinoamérica tenemos que México ocupa el primer lugar, con una red de más de 8,000 kilómetros. La producción de gas se inició antes de 1938. Venezuela ocupa el segundo lugar, muy próximo a México, y su desarrollo gasífero se inició en 1986. El tercer lugar corresponde a Argentina, cuyas redes de gas se han extendido hasta el territorio chileno. Colombia, que ocupa el cuarto puesto, inició su desarrollo gasífero en la zona de la Guajira, en el año 1974, y cuenta con una red de distribución de gas en muchas ciudades.

Bolivia cambió su estructura económica para crear una economía en la que el sector privado es el principal agente económico. El régimen impositivo competitivo en términos internacionales juega un rol crucial en el desarrollo del sector de hidrocarburos.

El gran potencial del sector se debe explotar con la cooperación y coordinación entre el sector privado y el Gobierno Boliviano. En Bolivia se tiene estudiado como van a emplear sus reservas en los próximos años. En el 2002 se encontraron Reservas probadas de 52.3 TCF:

Reservas Certificadas de Bolivia al 01/01/2002	52.30 TCF
Demanda de Brasil (20 años)	-7.92 TCF
Demanda Cuiaba (20 años)	-1.29 TCF
Demanda doméstica (20 años)	-1.43 TCF
Demanda proyecto LNG (20 años)	-6.43 TCF
Demanda 250,000 conexiones (20 años)	-0.92 TCF
Petroquímica (20 años)	-1.81 TCF
Termoelectricidad (20 años)	-2.70 TCF
GTL (20 años)	-7.30 TCF
[ Restantes Reservas Restantes	<u>22.5 TCF</u>

### 2.3.2 Reservas de Gas Natural en el Perú

En el Perú existen reservas de gas natural en la zona noroeste (Talara) y en el zócalo continental de esa misma zona; también se ha encontrado gas natural en la zona de selva, en Aguaytía. En ambos casos, el gas natural se encuentra en explotación. En la selva peruana se extrae petróleo que posee gas asociado pero en volúmenes menores.

El cuadro 2.11 de las reservas probadas de gas natural en el Perú, reportadas para fines de 2005 fue de 11.5 Tft<sup>3</sup> de gas. Se puede resumir en lo siguiente:

**Cuadro 2.11:** Reservas de Gas Natural en el Perú. Fuente: MINEM

<b>Zona</b>	<b>Reservas en ft<sup>3</sup></b>
Noroeste (Talara)	0,16 x 10 <sup>12</sup>
Zócalo Continental Norte (Talara)	0,14 x 10 <sup>12</sup>
Este (Aguaytía)	0,29 x 10 <sup>12</sup>
Sureste (Camisea y otros)	10,91 x 10 <sup>12</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>11.50 x 10<sup>12</sup></b>

Las reservas de gas natural de la zona de Talara en el noroeste, se trata en un alto porcentaje de gas asociado, por lo tanto, difiere del de Camisea, el cual es un gas no asociado. La producción de gas del noroeste se consume en esa misma zona.

La otra reserva de gas natural en el noroeste es la existente en el zócalo. Los yacimientos petrolíferos ubicados en el zócalo fueron descubiertos por Belco Petroleum Co. En 1955 y contienen gas asociado.

Las reservas de gas natural de Aguaytía están ubicadas en la selva central relativamente cerca de la ciudad de Pucallpa. El yacimiento de gas natural de Aguaytía constituye el primer desarrollo industrial y comercial integrado de un campo de gas en el Perú. El gas de aguaytía fue descubierto en 1961 por Mobil Oil Co. Del Perú y luego revirtió al estado, hasta el año 1993 en que Maple Gas

Corporation obtuvo, en licitación internacional, los derechos de explotación por 40 años.

Las reservas de gas natural del área de Camisea representan el volumen más importante del país y nos coloca en el quinto lugar latinoamericano en cuanto a reservas probadas de gas natural, detrás de México, Venezuela, Bolivia y Argentina.

Las reservas de gas natural y sus condensados del área de Camisea están ubicadas en la Cuenca del Río Ucayali, en el lado oriental de la Cordillera de los Andes, en el departamento del Cuzco, en el valle del bajo Urubamba, provincia de La Convención, distrito de Echarate.



**Grafico 2.7.** Ubicación de yacimiento de Camisea.

En esa área, los primeros yacimientos de gas natural descubiertos, fueron los de San Martín, Cashiriari y Mipaya. Los yacimientos de Cashiriari y San Martín se encuentran localizados en las cercanías de la comunidad nativa de Camisea en el departamento del Cuzco. San Martín tiene una longitud de 25 km y

5,5 km de ancho y Cashiriari 35 Km. de longitud y un ancho de 5 km. La separación entre ambos es de 7 Km. aproximadamente.

En la zona contigua se descubrió posteriormente el yacimiento de Pagoreni y en el año 1998 el grupo integrado por Mobil Exploration and Producing Perú Inc., ELF Petroleum Perú B.V. y ESSO Exploración and Perú encontró el yacimiento de Candamo, en el lote 78.

Se puede estimar, dentro de los márgenes aceptables que las reservas probadas recuperables del gas natural y de líquidos del gas natural y de líquidos del gas natural en los yacimientos Cashiriari y San Martín de Camisea son:

- Gas Natural (GN) = 10.91 TCF
- Líquidos del Gas Natural (LGN) = 763.7 Mega Barriles
- Petróleo equivalente (BEAC) = 2583 Mega Barriles (total)

La historia del gas natural de Camisea comienza en julio de 1981, cuando Petroperu S.A. Suscribió dos contratos por los lotes 38 y 42 ubicados en la cuenca del Río Ucayali en la selva sur del país, con la Compañía Shell Exploradora y Productora del Perú B.V., Sucursal del Perú.

Se ha determinado que camisea es un conjunto de yacimientos de gas natural no asociado y que la relación entre LGN/GN= 55 a 75 barriles por mega pies cúbicos de gas. Esto le da mayor valor al proyecto al considerarse una reserva de líquidos con posibilidades de producir mas de 100 mil barriles diarios.

Si se tiene en cuenta que la producción de petróleo es del orden de 88 mil barriles diarios aproximadamente, se puede apreciar que solamente los condensados podrían alcanzar un volumen similar a la producción actual de petróleo crudo del país.

Para dar una mejor idea de las características y el volumen de dichas reservas de GN del proyecto Camisea, nos podemos referir a ellas por sus nombres comerciales y por su poder energético teniendo lo siguiente, donde BEP significa “Barriles Equivalentes de Petróleo Industrial”:

- 2189 millones de BEP de gas natural (metano + etano)
- 279 millones de BEP de GLP (propano + Butano)
- 331 millones de BEP en gasolina natural

Las reservas probadas de gas natural se han incrementando sustancialmente alcanzando en el año 2005 la cifra de 11,5 TCF ( $10^{12}$  pies cúbicos), lo que representa un incremento del 32 % comparado con la cifra correspondiente al 31 de diciembre 2003 (8,7 TCF) debido fundamentalmente a una reclasificación y revisión de las reservas del yacimiento Pagoreni (Lote 56) y una revisión de reservas de los yacimientos de Cashirirari y San Martín (Lote 88) que permitieron calificar como reservas probables a las que anteriormente estuvieron clasificadas como probables.

Para el 2005, las últimas estimaciones realizadas por Consultoras especializadas y el ministerio de Energía y Minas nos dan las cantidades de reservas existentes en el Perú. (Ver cuadro 2.12)

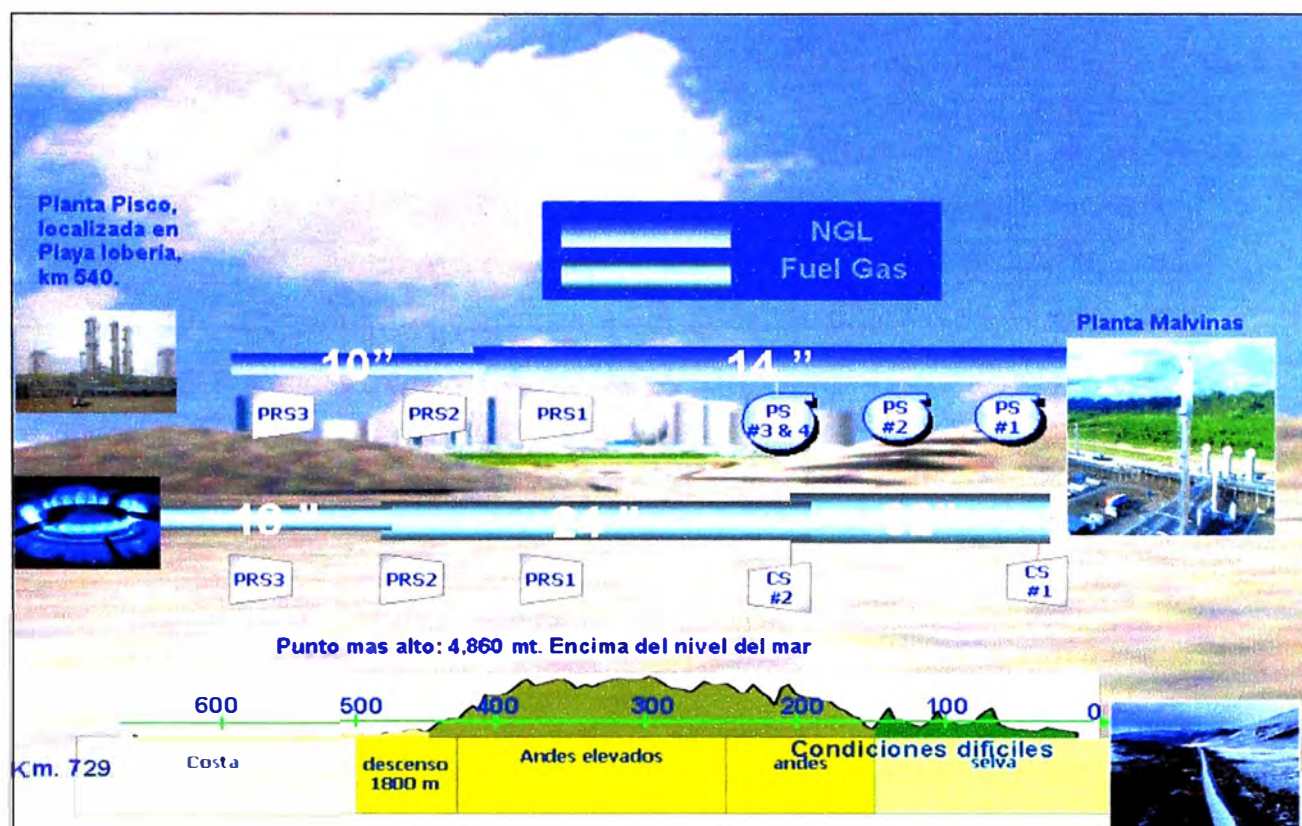
**Cuadro 2.12:** Estimaciones de reservas de Gas Natural al 2005 por el MINEM.

CLASIFICACIÓN	HIDROCARBUROS LIQUIDOS (MMSTB)			GAS (TCF)
	TOTAL	PETROLEO	LGN	
Probadas	1 097,3	379,3	718,0	11,5
Probables	629,5	411,7	217,8	5,2
Probadas + Probables	1 726,8	791,0	935,8	16,7
Posibles	5 549,8	5 073,1	476,7	13,1
Probadas + Probables + Posibles	7 276,6	5 864,1	1 412,5	29,8

Unidades: MMSTB = Millón de Barriles ( $10^6$  Barriles)

TCF = Tera Pies Cúbicos ( $10^{12}$  Pies Cúbicos)

**Grafico 2.10:** Transporte de Gas y Condensados de Camisea. Fuente DGH



#### 2.4 Mercado Internacional del GTL.

El mercado mundial para combustibles líquidos supera en la actualidad los 70 millones de barriles diarios (MMBPD), y para la próxima década los productores No-OPEC del medio Oriente serán los encargados de proveer la mayor parte del mismo. Estos países serán a su vez la fuente dominante de suministro de petróleo después del 2010. Una parte considerable de esta producción -más del 40% del total de petróleo que se consume mundialmente- será usada por el transporte terrestre, demanda que seguirá creciendo de manera fuerte y sostenida. Estos pronósticos de la Agencia Internacional de Energía auguran un mercado muy interesante para los combustibles líquidos, especialmente el GTL.

La cuota de mercado actual para los combustibles destilados en el mercado global era en el 2000 superior a los 26 MMBPD y según pronósticos de British

Petroleum, se espera que crezca en un 30% para llegar a los 34 MMBPD en el 2015. Geográficamente la región Asia-Pacífico experimentará la mayor cuota en este crecimiento.

Si bien para el 2001, la producción mundial de GTL (destilados intermedios, ceras y químicos) era muy pequeña, y aún cuando han sido identificados proyectos que entraron en operaciones en el 2005, la producción total de GTL parece que se incremento a sólo 0.6 MMBPD, o sea, menos del 3% del total de la producción mundial de destilados intermedios. Por lo mismo, el Mercado potencial para los combustibles del GTL puede ser significativo si es usado como producto para ser mezclado con el diesel existente o como un combustible Premium más limpio. Sin embargo, su potencial impacto en el mercado actual del diesel es insignificante, aún para los próximos 10 años.

Esta situación ha llevado a que se acentúe la competencia por asegurar condiciones para nuevas inversiones en proyectos de GTL. Estas inversiones apuntan a ubicarse en países donde el gas natural, no sólo se encuentre en grandes cantidades, sino también a costos competitivos, Australia, África, Medio Oriente, Alaska y Sudamérica son algunas de las regiones donde se han reportado ofertas de incentivos sustanciales para atraer nuevos proyectos de GTL.

Hay un mercado potencial significativo para el diesel ultra limpio, y éste proporciona una gran oportunidad en el futuro para el diesel de GTL. La pregunta realmente importante tiene que ver con ¿cuáles son las verdaderas perspectivas económicas asociadas con la producción del diesel de GTL?. La producción de los combustibles de GTL con el proceso de Fischer Tropsch fue iniciada en los años 20, pero se ha visto siempre como un método de alto coste, no competitivo con el diesel convencional mientras el transporte conseguía aprovisionarse con precios del petróleo bajos. Las mejoras recientes de la productividad de GTL, y los altos precios del petróleo han comenzado a cambiar esta situación.



### 2.5 Valor del producto GTL diesel.

Como diesel, el GTL puede ser un buen sustituto del diesel refinado, el mismo que es una “commodity” comercializada en gran escala a nivel mundial, por esta razón el precio del GTL será dictado, en gran medida por el precio del diesel refinado, el mismo que es fabricado de una manera completamente diferente. Dado que la industria de la refinación es un negocio extremadamente competitivo las fluctuaciones en el precio del petróleo (precio de la materia prima base de las refinerías), serán pasadas al consumidor.

Tratando de construir un modelo que incorpore el precio del barril de petróleo, \$70 aproximadamente, se ha podido demostrar la fuerte vinculación entre el crecimiento económico y el consumo de este hidrocarburo. Esta situación unida a la creciente demanda de petróleo en el mundo, la declinación ya anticipada en la producción de los países No OPEC, y el carácter cíclico de la demanda del diesel de calidad Premium, muestran un gran potencial para la producción de GTL. Refinerías nacionales (Repsol YPF y Petroperu) establecen los precios de acuerdo a los precios de referencia del Diesel que según el cuadro 3.5 tienen actualmente márgenes aproximados de 20 US\$ por barril por encima del precio de petróleo, lo cual es lo mínimo a lo cual competiría el Diesel sintético del GTL. (Precio Referencia del Diesel 2 en el Perú en Mayo 2006: 90.82 US\$ por barril)

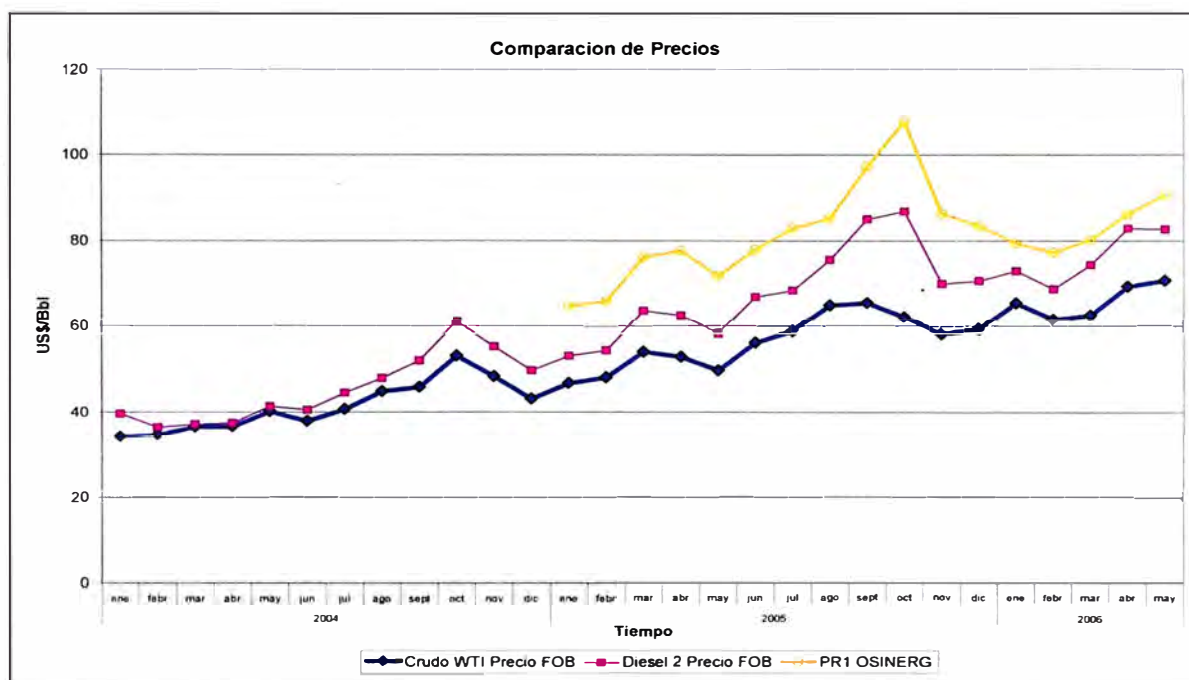
Teniendo en cuenta que el Crudo de Petróleo es el insumo principal de para la obtención del Diesel 2 mediante su procesamiento en las diferentes refinerías del Perú y la compra de un crudo se ha realizado en periodos diferentes, es decir la compra que se realice hoy puede ser recibida mediante descarga de Buque tanques varios meses después y su precio ya habrá variado al comprado inicialmente, es por eso que no se puede dar un valor exacto de los márgenes desde la compra del crudo hasta la puesta en venta. Para esto la fijación de precios del Diesel 2 en el Perú es usando el Precio de Referencia (PR1) que Osinerg, Organismo supervisor de la inversión en Energía, se encarga de publicar en un

informe semanal en su pagina Web ([www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe)), el cual es igual al precio del Diesel 2 en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América (mercado referencial) mas el valor del flete, seguros y otros. Tener en cuenta que el precio del Diesel 2 en la costa del Golfo esta relacionado con el Crudo WTI. (ver cuadro 2.13 y grafico 2.11)

Entonces este precio de referencia que nos da Osinerg es el precio del Combustible (Diesel 2) en el puerto del Callao, a este precio aun hay que sumarle los impuestos a los que esta sometido (Impuesto selectivo al consumo, Impuesto general a las ventas) mas el margen comercial que le da cada empresa. El resultado de estos cálculos nos vendría a dar el valor del Diesel en el mercado (cuadro 2.14).

**Cuadro 2.13:** Variación Precio Referencia y el Crudo WTI. Fuente: Osinerg- EIA

Año	Mes	Crudo WTI Precio FOB (Dólares/Barril)	Golfo de la costa EEUU Diesel 2 Precio FOB		PRI OSINERG Precios de Referencia Importación
			(Centavos/Galón)	(Dólares/Barril)	
2005	Ene	46.84	126.75	53.24	64.94
	Feb	48.15	129.69	54.47	66.025
	Mar	54.19	151.69	63.71	76.325
	Abr	52.98	149.17	62.65	77.85
	May	49.83	139.12	58.43	71.86
	Jun	56.35	159.46	66.97	78.125
	Jul	58.99	162.99	68.46	83.05
	Ago	64.98	180.16	75.67	85.4
	Sep	65.59	202.77	85.16	97.4
	Oct	62.26	206.98	86.93	107.94
	Nov	58.32	166.74	70.03	86.475
	Dic	59.41	168.44	70.74	83.6
2006	Ene	65.48	173.92	73.05	79.52
	Feb	61.63	163.91	68.84	77.375
	Mar	62.69	177.33	74.48	80.425
	Abr	69.44	197.53	82.96	86.35
	May	70.84	197.24	82.84	90.82

**Grafico 2.11:** Grafica de comparación de Precios. Fuente: Osinerg - EIA**Cuadro 2.14:** Valores que afectan el precio del Diesel hasta el punto de venta. (Ejemplo promedio mes Abril-Mayo 2006 según [www.Osinerg.gob.pe](http://www.Osinerg.gob.pe))

Ítem	Unidad	Precio	Comentarios
Crudo WTI	US\$/Bbl	71.0	Valor de Crudo WTI (Referencia Perú)
Valor USGC	US\$/Bbl	82.2	Valor Diesel en Costa del Golfo EEUU
Flete + Mermas	US\$/Bbl	3.7	Costo de transporte y perdidas
Seguro	US\$/Bbl	0.0	El seguro de la mercadería a importar
Advalorem	US\$/Bbl	0.0	
Gastos de importación	US\$/Bbl	1.4	
Almacenaje y despachos	US\$/Bbl	1.3	
Ley 27332	US\$/Bbl	0.4	
Precio referencial PR1	US\$/Bbl	89.1	Precio en el puerto del Callao
	S./Gall	7.04	(a)
Rodaje 8%	S./Gall	0	No se aplica al Diese2
ISC	S./Gall	1.74	Impuesto selectivo al consumo (b)
Sub total	S./Gall	8.78	(c) = (a) + (b)
IGV (19%)	S./Gall	1.67	Impuesto general a las ventas 0.19*(c)
Total Ex Planta	S./Gall	10.45	(c) + IGV
Margen comercial	S./Gall	0.6	Lo pone Petroperu o Relapasa
Precio a usuario	S./Gall	11.05	Precio en Grifos de venta

## 2.6 El precio del Gas

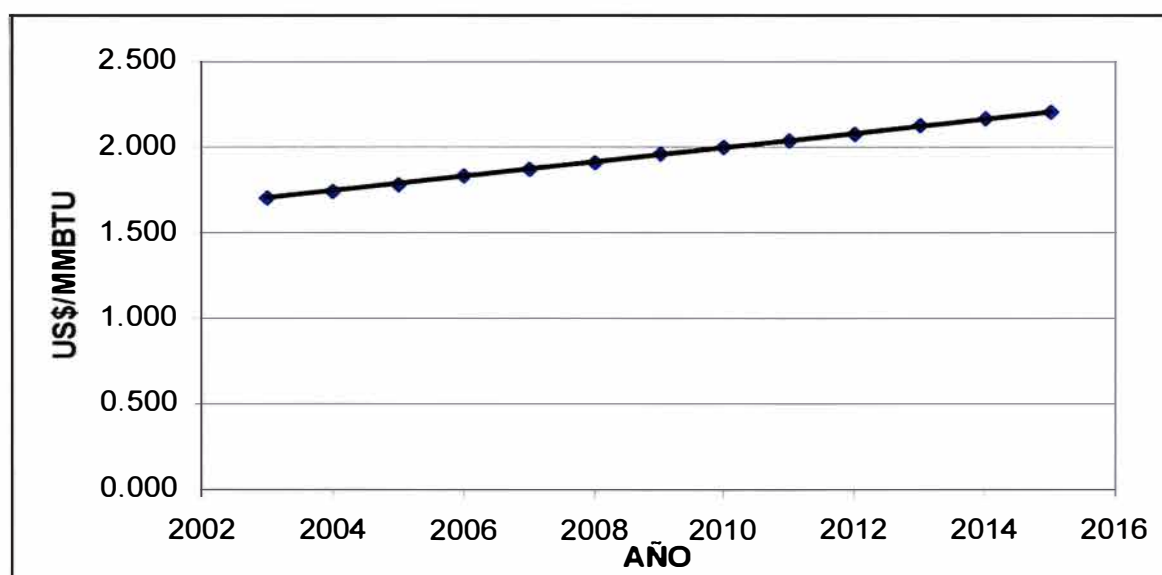
En contraste con el precio del petróleo, principal insumo y costo para la industria de la refinación, el costo principal para el GTL está constituido por el gas natural. Si el gas se encuentra asociado con la producción de petróleo, no se tiene otra alternativa que convertirlo en LNG o reinyectarlo, en tal caso su precio es muy bajo. Los precios del Gas natural no se rigen, como el petróleo, por tendencias en el mercado internacional, por lo que no se puede hablar de un mercado internacional del Gas Natural. Los precios dependen del grado de liberación que se den a este producto. Así tenemos que los precios del gas natural en otros países como Estados Unidos que llego a bordear lo \$8 por MMBTU son mas caros que los países latinoamericanos, cuyo precio del gas esta de \$3 a \$5 dólares por MMBTU.

En el Perú, los precios del Gas se dan de acuerdo a los usos y a los usuarios. Para los yacimientos de la parte Nor-Occidental, el precio del Gas en Abril del 2003 ha sido de 1.704 US\$ por MMBTU, y para septiembre del 2004 ha sido 1.746 US\$ por MMBTU, teniendo un comportamiento lineal en el aumento. Cabe resaltar que estos son los precios para la central termoeléctrica de Malacas (usuario eléctrico), regulados por Osinerg. Para esto presentamos el cuadro 2.15 con los valores del precio del gas Natural hasta el año 2015 y su comportamiento lineal en el grafico 2.12.

**Cuadro 2.15:** Precios del gas natural en el Noroeste años 2003-2015.

Fuente OSINERG

<b>Año</b>	<b>Precio (US\$/MMBTU)</b>
2003	1.704
2004	1.746
2005	1.788
2006	1.830
2007	1.872
2008	1.914
2009	1.956
2010	1.998
2011	2.040
2012	2.082
2013	2.124
2014	2.166
2015	2.208

**Grafico 2.12:** Variación de Precios del Gas Natural de los yacimientos del Noroeste de acuerdo al cuadro 2.15. Fuente OSINERG.

Para el Gas proveniente de Camisea hacia la planta de Pisco, el precio actual para el usuario eléctrico es de 2.04 US\$/MMBTU (fuente: Pluspetrol, Osinerg)

La modelación realizada en este informe considera el precio de \$ 2.5 por MMBTU (precio promedio al cual es vendido para la generación eléctrica), y el consiguiente análisis económico, tomando el valor del Barril de Petróleo en 70 US\$ por barril se obtuvo una alta rentabilidad en la producción del GTL. En el Perú al estar viviéndose recién la era del Gas Natural, el Gobierno esta dando muchas facilidades en precio del gas para incremento de las inversiones, y ha establecido un precio tope del gas natural en 2.5 US\$ por MMBTU. De todo lo anterior se desprende que variaciones significativas en el precio del diesel tendrían un impacto significativo en la rentabilidad de las plantas de GTL.

### **CAPITULO III**

#### **TECNOLOGÍA GTL (GAS TO LIQUIDS)**

##### **3.1 Antecedentes y GTL en el Mundo.**

El promedio de reservas probadas de gas en el mundo se estima en 167 trillones de m<sup>3</sup> (5880 trillones de pies cúbicos (TPC)). Esto, traducido en reservas potenciales (probables + posibles) se aproxima a 398 trillones de m<sup>3</sup> (13060 TPC). La incorporación de reservas de fuentes no convencionales, tales como el metano en capas de carbón, y fuentes altamente especulativas, como los hidratos de gas natural arroja un total general de uno 21400 trillones de m<sup>3</sup> (756 000 TPC).

Sobre la disponibilidad de estas formas de gas natural, se tiene el problema que muchas de estas reservas están alejados de los centro de consumo, por lo que, deben aplicarse alternativas tecnológicas para transformarlo en líquido, por ejemplo bajo de la forma de gas natural licuado (GNL) o gas a líquidos llamado también gas to liquid (GTL).

El gas natural es licuado (GNL) por enfriamiento hasta  $-162^{\circ}\text{C}$  ( $-259^{\circ}\text{F}$ ), luego del cual son transferidas en estado líquido a costosas embarcaciones denominados barcos metaneros adecuadamente aislados y presurizadas. El destino final son terminales donde el GNL es regasificado e ingresado a una red de transporte o de distribución. La viabilidad económica del método de transporte de GNL depende del GN entrante de baja cotización, la instalación y la operación eficaz desde el punto de vista de los costos de la infraestructura de licuefacción, la accesibilidad a flotas de embarcaciones de transporte especiales, y el gas de alta cotización colocado en el mercado final.

Una clase diferente de tecnología de conversión de gas a hidrocarburo líquido, denominada conversión de gas a líquidos (GTL), está a punto de cambiar el mundo del transporte y la utilización del gas natural.

El proceso Fischer-Tropsch desarrollado en 1923 por Franz Fischer y Hans Tropsch en el Instituto Kaiser-Wilhelm de Investigación del Carbón de Mülheim, Alemania, permitió convertir el metano obtenido de calentar carbón en combustible diesel de alta calidad, aceite lubricante y ceras. El combustible diesel tenía una combustión limpia y producía emisiones con cantidades insignificantes de partículas y azufre. Para 1945, las compañías químicas alemanas habían construido nueve plantas Fischer-Tropsch para la generación de combustibles líquidos sintéticos limpios.

Para 1953, los combustibles Fischer-Tropsch cubrieron el 36 % de las necesidades de Sudáfrica en materia de combustibles líquidos. Hoy, Sudáfrica es líder mundial en producción de combustibles líquidos a partir del gas natural. Sasol, la compañía productora de combustibles sintéticos de ese país, produce unos 25 400 m<sup>3</sup>/d (160 000 B/D) de hidrocarburos líquidos a partir del gas derivado del carbón en dos plantas gigantescas situadas cerca de Johannesburgo, Sudáfrica. Utilizando gas natural desde Mozambique produce 4800 m<sup>3</sup>/d (30000 B/D) más en una tercera planta.

El desarrollo sudafricano en la producción de GTL, impulsó a Shell –la primera y por bastante tiempo la única de las grandes compañías petroleras-, en iniciar la construcción y operación de una planta de GTL con fines comerciales. Luego de investigar el tema durante más de 20 años, Shell inauguró en 1993, una planta en Bintulu, Malasia.

La planta malaya opera con gas proveniente de los campos petroleros del área marina de Sarawak, y tiene una capacidad de 1,990 m<sup>3</sup>/día (12,500 B/D) de diesel, keroseno y nafta limpios, utilizando el proceso patentado de Síntesis de Destilados Medios Shell (SDMS). La operación de esta planta fue iniciada a sabiendas que no sería económicamente rentable, pero con el objetivo estratégico de aprender en el desarrollo tecnológico del GTL. Hoy en día, las estaciones de



servicio de Bangkok, Tailandia, expenden diesel sintético suministrado por esta planta de Shell. En la misma dirección, la empresa concertó con Volkswagen el lanzamiento de una prueba de 5 meses para el combustible GTL, en Berlín, Alemania, durante el verano del 2003. También se planificaron otras pruebas en el 2004 en Londres y Tokio.

Otras compañías han invertido también años de investigación en la tecnología GTL, y han estado apostando por construir y poner en marcha plantas a gran escala antes que Shell construya sus plantas de segunda generación. Por ejemplo, ChevronTexaco y Sasol crearon un consorcio de empresas para construir una planta en Escravos, Nigeria, donde iniciaron la producción en el 2005. La capacidad de esta planta es de 5,400 m<sup>3</sup>/día (34,000 B/D), pero puede incrementar esta capacidad para llegar a producir 19,000 m<sup>3</sup>/día (120,000 B/D). Este consorcio de empresas espera invertir aproximadamente \$5,000 millones de dólares para el año 2010, en un total de cuatro proyectos de GTL en todo el mundo.

Buscando apalancar la investigación realizada por la compañía matriz Conoco-DuPont, en materia de catalizadores y reactores, ConocoPhillips ha hecho rápidos avances en la tecnología GTL. Por ejemplo, desde 1997, ha diseñado y probado más de 5,000 catalizadores para procesos Fisher-Tropsch de síntesis de gas. En el 2003 la firma había terminado una planta de demostración de GTL en la ciudad de Ponca, Oklahoma –Estados Unidos. Esta planta podrá convertir 114,600 m<sup>3</sup> (4 MM PC) por día de gas natural en 64 m<sup>3</sup>/día (400 B/D) de diesel, nafta y azufre.

También British Petroleum (BP) ha producido su primer petróleo sintético en una planta experimental de GTL, la misma requirió de una inversión estimada en \$86 millones de dólares, y está situada en Nikiski, cerca de Kenai, Alaska. En esta instalación, la más pequeña de las experimentales, está diseñada para producir 40 m<sup>3</sup>/día (250 B/D), se está probando un diseño de reformador de gas

más compacto (unas 40 veces más pequeño) que los diseños que operan actualmente Sasol y Shell en Sudáfrica y Malasia. Si estas tecnologías compactas para el GTL que se están probando en Alaska resultan exitosas, BP podrían lanzarse a la explotación de las reservas de gas natural no desarrolladas en todo el mundo.

ExxonMobil por su parte, ha invertido \$400 millones de dólares desde 1981 en la investigación de esta tecnología, y posee una planta experimental comercial en su refinería de Baton Rouge, Luisiana. La compañía ha llevado a cabo un estudio de factibilidad para iniciar también la construcción de plantas a gran escala en Qatar, las mismas que podrían convertir a las reservas del Campo Norte, a un régimen de 75,000B/D. Conjuntamente con el esfuerzo de Shell, el interés de ExxonMobil podría hacer que muy pronto Qatar albergase varias plantas de GTL con un capacidad de generación de combustibles sintéticos que sería superior a 31,800 m<sup>3</sup>/día (200,000 B/D).

Por su parte Japón, país que carece de recursos petroleros locales ha estado investigando de manera sostenida la problemática de los combustibles sintéticos; los inicios de estas investigaciones se remontan a la década de los años 1920's, apenas unos años después de que Fisher y Tropsch desarrollasen su proceso. En su afán por adelantarse a la competencia y desarrollar este importante mercado, las compañías niponas se lanzaron a la construcción de grandes plantas, pasando por alto la etapa de planta piloto, ello los llevó a no poder alcanzar los volúmenes planeados, quedándose bastante lejos de los mismos. Sin embargo, los primeros fracasos han sido reemplazados por éxitos recientes.

A fines de 2002, la compañía Japan National Oil Corporation (JNOC), que su asociación transitoria con 5 compañías privadas japonesas había conducido a la producción exitosa de los primeros productos japoneses de GTL, fabricados en la planta piloto de Yufutsu, Tomakomai-City, Hokkaido, Japón. La construcción de esta planta piloto había comenzado en julio de 2001 y terminó en marzo de 2002;

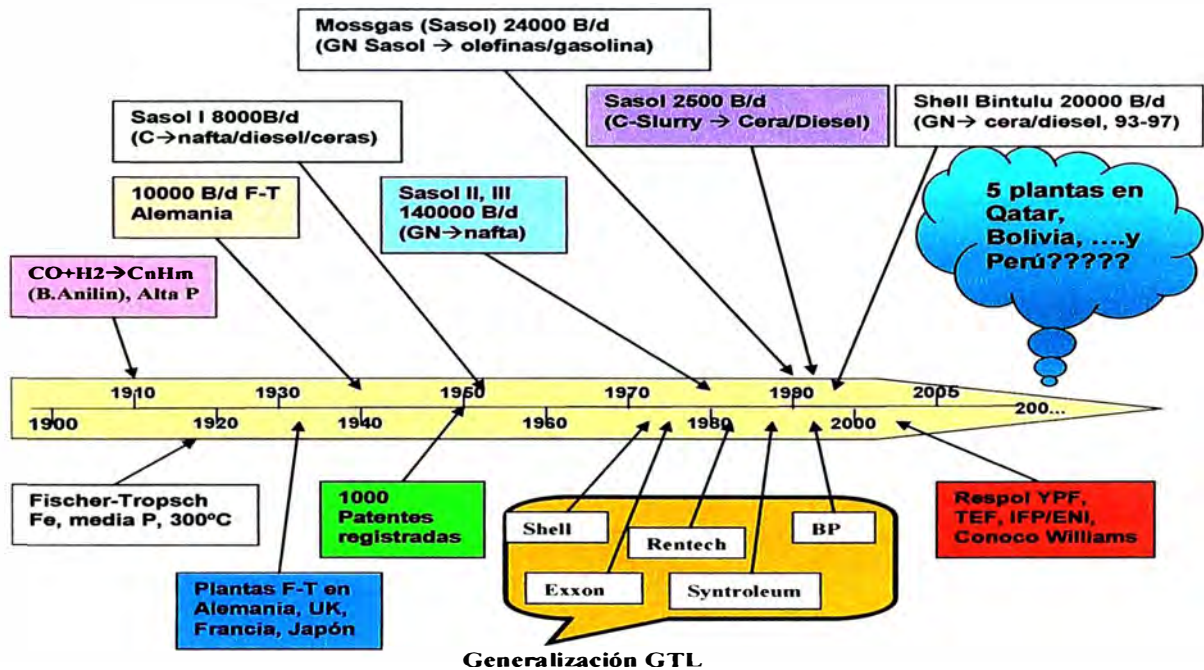
saliendo al mercado los primeros productos en noviembre de 2002. La operación de la planta piloto con una capacidad máxima de producción de combustibles líquidos de  $1.1 \text{ m}^3/\text{día}$  (6.9 B/D), continuó durante todo el 2003, permitiendo a los ingenieros evaluar el diseño básico para la comercialización. JNOC y Pertamina, la empresa de petróleo y gas de Indonesia, han realizado un estudio de factibilidad conjunto sobre la aplicabilidad de la tecnología japonesa del GTL al desarrollo de los campos de gas situados en Indonesia.

También Rusia se ha interesado de manera significativas en la producción de GTL, especialmente luego del descubrimiento de un enorme volumen de reservas de gas natural, en el orden de los 1690 TCF (48.5 trillones de  $\text{m}^3$ ). Con respecto a las reservas rusas de gas debe destacarse que las cercanas a los grandes centros de consumo europeo están declinado, y que el 90% de las remanentes se encuentran en Sibéria Oriental y Occidental, la plataforma continental ártica y la zona del Lejano Oriente de Rusia.

Luego de investigar durante la última década diversas formas de transporte de gas, alternativos a los gasoductos, Gazprom, la compañía de gas ruso más grande del mundo, anunció en marzo de 2003 que comenzaba los análisis preliminares para el desarrollo de una industria de conversión de gas a líquidos en Rusia. Un acuerdo entre la empresa filial de Gazprom, dedicada a la investigación y desarrollo, VNIIGAZ, y Syntroleum Corporation, con sede en Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos, describía someramente un estudio de 12 localizaciones distribuidas en toda Rusia, como sitios potenciales para la instalación de plantas de GTL. Tales plantas utilizarían la tecnología de Syntroleum para producir diesel de grado ártico de baja viscosidad, productos petroquímicos base y lubricantes especiales. Las capacidades de las plantas diseñadas por Syntroleum podrían abarcar regímenes de entrada de gas de entre 1,000 millones de  $\text{m}^3$  (34,900 MMpc) y 10,000 millones de  $\text{m}^3$  (349,000 MMpc) por año.

Otro proyecto que utiliza tecnología GTL de Syntroleum Corporation fue anunciado recientemente por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés), con el objetivo de explotar las reservas de gas no desarrolladas del Talud Norte de Alaska. El gas de esta región podría ser transportado a través del desaprovechado Sistema del Oleoducto Trans-Alaska. Actualmente, el oleoducto transporta petróleo crudo desde el gigantesco campo de Prudhoe Bay, hasta Valdez en Alaska. Sin embargo, la producción de este campo está declinando a una tasa de entre el 10 y 12% anual, por lo que, aún con el descubrimiento de nuevos campos, el flujo del oleoducto se reducirá tarde o temprano, llegando a volúmenes que lo harán económicamente inviable.

**Grafico 3.1:** Fischer-Tropsch/GTL en el tiempo.



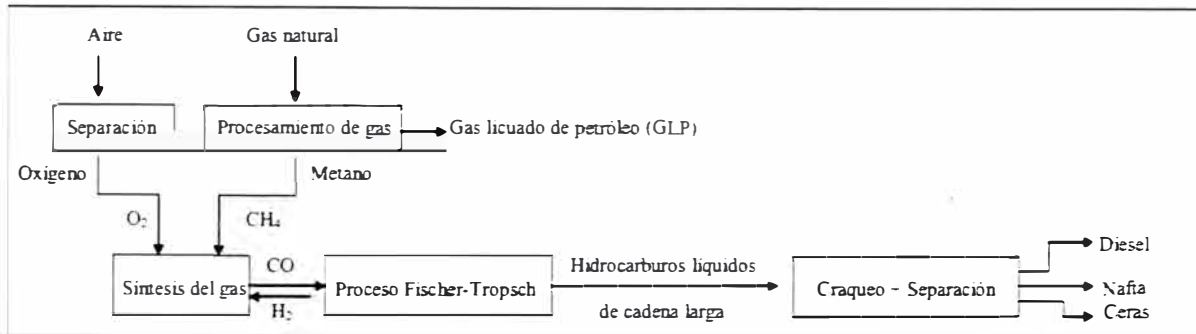
### 3.2 Tecnología Gas To Liquids (GTL): Gas a Líquidos

La transformación de gas en líquidos utilizando el método de Fischer-Tropsch es un proceso de pasos múltiples con gran consumo de energía, que separa las moléculas de gas natural, predominantemente metano y las vuelve a juntar para dar lugar a moléculas más largas. El primer paso requiere la entrada de oxígeno separado del aire. El oxígeno es insuflado en un reactor para extraer los átomos de hidrógeno del metano. Los productos son gas de hidrógeno sintético y monóxido de carbono, denominado gas de síntesis.

El segundo paso utiliza un catalizador para recombinar el hidrógeno y el monóxido de carbono dando lugar a los hidrocarburos líquidos. En la última etapa, los hidrocarburos líquidos son convertidos y fraccionados en productos que pueden ser utilizados de inmediato o mezclarse con otros productos. El producto más conocido es el diesel extremadamente puro, también conocido como gasoil automotor. El diesel obtenido con el proceso Fischer-Tropsch, a diferencia del derivado de la destilación del crudo, tiene un contenido de compuestos de azufre y óxido de nitrógeno prácticamente nulo, carece virtualmente de contenido de aromáticos, su combustión produce poca o ninguna emisión de partículas y posee un alto índice de cetano. También se puede producir kerosene, etanol y dimetiléter (DME). Otro producto de la reacción es la nafta que tiene alto contenido de parafinas. Las ceras derivadas de los procesos GTL pueden ser lo suficientemente puras para ser utilizadas en la industria cosmética y de envasado de comestibles. En el gráfico 3.2 podemos apreciar el diagrama de bloques de la tecnología GTL (Gas a líquidos)

Los procesos GTL actualmente en operación convierten  $286 \text{ m}^3$  (10 000 pc) de gas en un poco más de  $0,16 \text{ m}^3$  (1 barril) de combustible sintético líquido.

**Grafico 3.2:** Diagrama de Bloques de Gas To Liquids. Fuente: [www.Shell.com](http://www.Shell.com)



### 3.2.1 Gas de síntesis

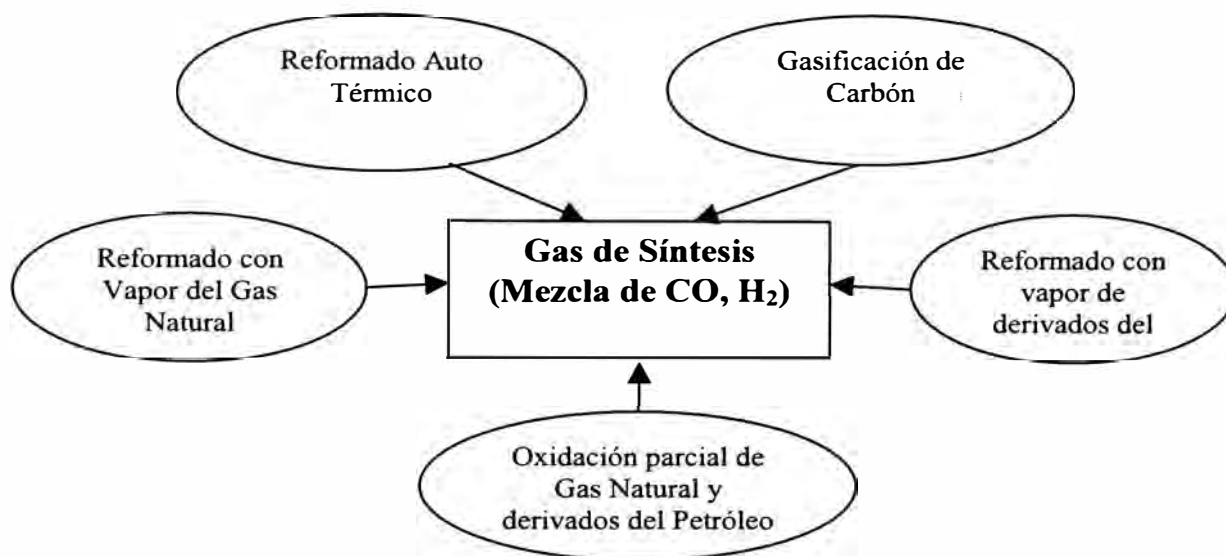
El gas de síntesis generalmente se refiere a la mezcla del monóxido de carbono con el hidrogeno. La relación entre el hidrogeno y el monóxido de carbono varia de acuerdo con la alimentación al proceso, el método de producción y el uso final del gas.

Durante la Segunda Guerra Mundial los alemanes obtuvieron Gas de Síntesis por la gasificación del carbón. La mezcla fue usada para la producción de una mezcla de hidrocarburos líquidos en el rango de las gasolinas usando la tecnología de Fischer-Tropsch. A pesar que este proceso fue abandonado luego de la guerra por los altos costos de producción de estos Hidrocarburos, viene siendo usado en Sudáfrica, donde el carbón no es caro. (Sasol, II y III).

Existen diferentes fuentes de obtener el gas de síntesis. Puede ser producido mediante el Reformado con vapor (Steam Reforming), por la Oxidación Parcial (Partial Oxidación) de los hidrocarburos del Gas Natural (Metano) para obtener residuos pesados del petróleo y Reformado Auto térmico (ATR: Auto thermal reforming). También puede ser obtenido por la gasificación de carbón a Gas de contenido medio de BTU. (Esto consiste en cantidades variables de CO, CO<sub>2</sub> y

H<sub>2</sub> y es usado principalmente como Gas combustible). El Grafico 3.3 muestra en resumen las formas de obtener el gas de síntesis.

**Grafico 3.3:** Diferentes formas de obtener Gas de Síntesis

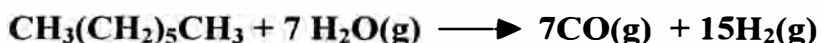


La principal ruta para producir el Gas de Síntesis es el Reformado con vapor del gas natural usando el catalizador de Níquel cerca de los 800°C:



Esta ruta es usada cuando el gas natural es abundante y no es caro, como lo es en Arabia Saudita y en los Estados Unidos de América.

En Europa, el gas de síntesis es principalmente producido por el Reformado con vapor de Nafta. Por que la Nafta es una mezcla de hidrocarburos que se encuentra en el rango de C<sub>5</sub>-C<sub>10</sub>, la reacción de su reformado con vapor puede ser representado usando n-heptano:



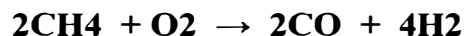
Como el peso molecular de los hidrocarburos aumentan (mas baja relación de H/C de la alimentación), la relación de H<sub>2</sub>/CO del producto decrece. La relación de H<sub>2</sub>/CO del producto es aproximadamente 3 para el Metano, 2.5 para el

Etano, 2.1 para el Heptano y menor que 2 para hidrocarburos mas pesados. La oxidación parcial sin catalizador de los hidrocarburos es también usado para producir Gas de Síntesis, pero la relación de H<sub>2</sub>/CO es menor que la obtenida del reformado con Vapor:



En la práctica, esta relación es menor de la que se muestra por la ecuación estequiometrica porque parte del metano es oxidado a dióxido de carbono y agua. Cuando los residuos son parcialmente oxidados por el oxígeno y el vapor a 1400-1450°C y 55-60°C atmósferas, el gas contiene partes iguales de hidrogeno y monóxido de carbono. En el cuadro 3.1 se muestra las principales ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías para la obtención del Gas de Síntesis

Se ha desarrollado un novedoso **reactor catalítico de reformación auto térmica (ATR)** para producir gas de síntesis, que usa aire en vez de oxígeno puro para promover la reacción de oxidación La carga al **reactor catalítico ATR** es una mezcla de gas natural, vapor y aire comprimido que por reacción exotérmica produce gas de síntesis, hidrógeno y monóxido de carbono



Con el nuevo reactor, revestido interiormente con material refractario, se logro eliminar la necesidad de instalar costosas plantas criogénicas para extraer oxígeno puro del aire y por consiguiente, reducir notablemente los costos de construcción y operación

El nuevo reactor ATR usado en el proceso de Syntroleum es mucho más pequeño que cualquier otro reactor usado en procesos de GTL



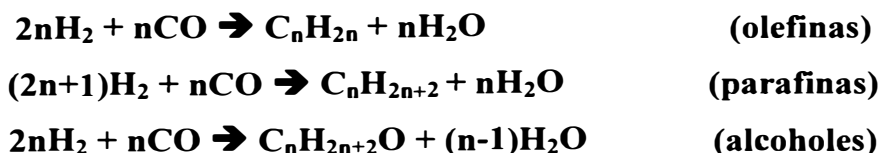
**Cuadro 3.1:** Comparación de Tecnologías para la Producción de Gas de Síntesis

<b>Tecnología</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<b>Reformación Auto-térmica</b>  Exxon (FBGS) , Sasol (Haldor Topsoe)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Es el más usado para plantas de gran escala.</li> <li>- Por que proporcionan un buen balance entre energía, eficiencia y el escalamiento de la planta.</li> <li>- Optima relación de H<sub>2</sub>/CO</li> <li>- Costes de inversión moderados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desventaja: requiere O<sub>2</sub>.</li> <li>- Emisiones de CO<sub>2</sub>.</li> <li>- Pre tratamiento de Gas.</li> </ul>
<b>Reformado con vapor:</b>  BP (compact reformer)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No requiere planta de oxígeno.</li> <li>- Tiene regular eficiencia con respecto a la energía, eficiencia del carbón usado.</li> <li>- Su escalamiento de planta es menor.</li> <li>- Simple, flexible y probado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Excesiva relación H<sub>2</sub>/CO.</li> <li>- Altas emisiones de CO<sub>2</sub></li> <li>- Alto coste de inversión.</li> </ul>
<b>Oxidación Parcial:</b>  Shell, Conoco (catalitic POx)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta eficiencia de energía.</li> <li>- Requiere alto consumo de oxígeno, lo que generara producirá un alto costo.</li> <li>- Menor eficiencia del carbón.</li> <li>- Menor coste de capital.</li> <li>- Menor emisión CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Produce carbón.</li> <li>- Altas temperaturas de Gas (recuperación de calor)</li> <li>- Requiere O<sub>2</sub></li> </ul>
<b>Reformado de Gas Calentado.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta eficiencia de carbonos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto costo.</li> <li>- No ha sido probado a gran escala.</li> </ul>
<b>Reformador Compacto:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ahorro de espacio.</li> <li>- Mejor uso en barcazas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No probado a gran escala</li> </ul>

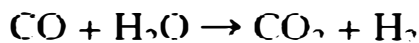
### 3.2.2 Proceso Fischer Tropsch

La mayoría de producciones de hidrocarburos mediante del Método de Fischer-Tropsch usa gas de síntesis producido de fuentes que dan una relación de H<sub>2</sub>/CO relativamente baja, como la del Carbón gasificado. Sin embargo esto no limita este proceso para bajas relaciones de H<sub>2</sub>/CO en el gas de alimentación. Solo Sudáfrica esta usando esta tecnología en proceso a gran escala comercial, porque en este país el carbón es una abundante fuente de energía.

Los reactantes en la síntesis de Fischer-Tropsch son el hidrogeno y el monóxido de carbono. La reacción puede ser considerada una oligomerización hidrogenativa del monóxido de carbono (hydrogenative oligomerization) en presencia de un catalizador heterogéneo. Las principales reacciones ocurridas en la síntesis de Fischer-Tropsch están representadas como:



El coproducto agua reacciona con el monóxido de carbono en la reacción de cambio (shift reaction), produciendo hidrogeno y dióxido de carbono:



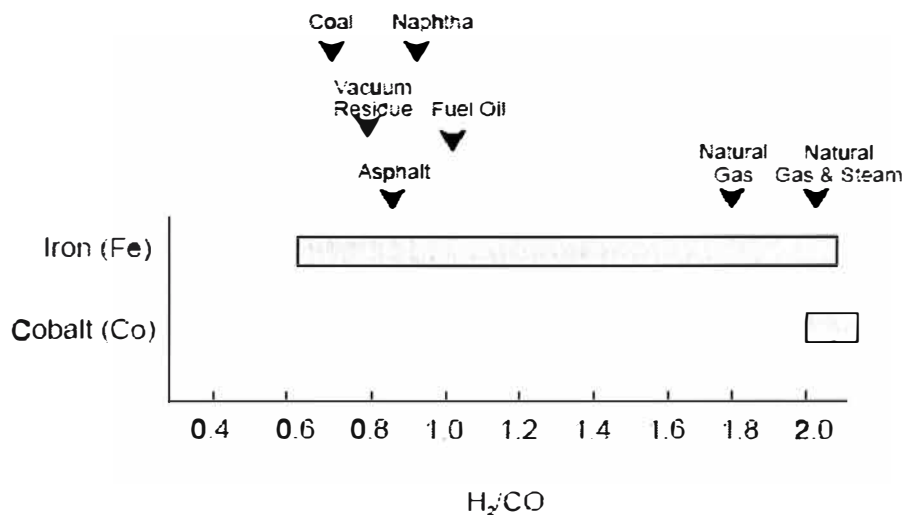
El hidrogeno ganado del agua en la reacción de cambio reduce las demandas de hidrógenos para la síntesis de Fischer-Tropsch. La reacción de cambio del agua se produce a casi la misma velocidad que la reacción de Fischer Tropsch. Otro lado de la reacción que también ocurre en los reactores de la síntesis de Fischer-Tropsch es la desproporción de monóxido de carbono a dióxido de carbono y carbón.



Esta reacción es la responsable de la deposición de carbón en los tubos del reactor en los reactores de lecho fijo y reduciendo la eficiencia del calor de transferencia.

La síntesis de Fischer-Tropsch es catalizada por una variedad de metales de transición como el Hierro, níquel y el Cobalto. El Hierro es el catalizador preferido debido a su alta actividad y bajo costo. El Níquel produce grandes cantidades de metano, mientras que el cobalto tiene más baja velocidad de reacción y mas baja selectividad que el Hierro. En la comparación de los catalizadores de Hierro y Cobalto, se encontró que el cobalto promueve más productos de destilados medios. En la síntesis de Fischer Tropsch, el cobalto produce hidrocarburos mas agua, mientras el catalizador de Hierro produce hidrocarburos y dióxido de carbono. Lo que nos indica que catalizador de Hierro promueve la reacción de cambio más que el catalizador de Cobalto. El grafico 3.4 nos muestra las preferencias de los catalizadores respecto a su relación  $H_2/CO$  y en el Cuadro 3.2 apreciamos la relación de precios para los catalizadores de Fischer-Tropsch

**Grafico 3.4:** La grafica representa el rango de acción de los catalizadores para diferentes alimentaciones en relación con  $H_2/CO$ . (Fuente: [www.Symtroleum.com](http://www.Symtroleum.com))



**Cuadro 3.2:** Relación de precios de los metales usados como catalizadores.(Fuente: [www.Symtroleum.com](http://www.Symtroleum.com))

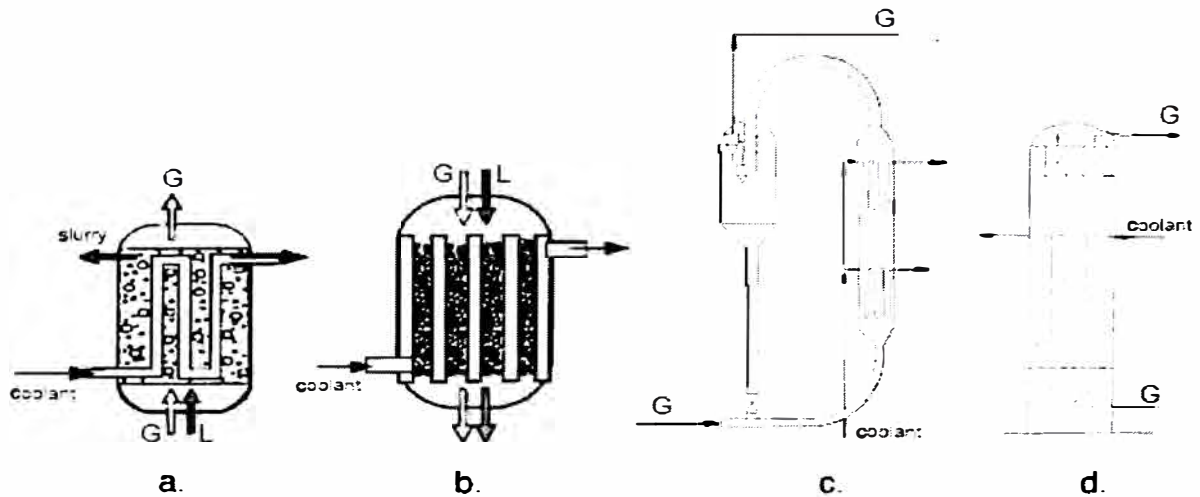
<b>Metal</b>	<b>Relación de Precios</b>
Hierro	1
Cobalto	230
Níquel	250
Rutenio	31000
Rodio	570000

Los principales tipos de reactor que han sido desarrollados desde la invención de esta nueva tecnología son:

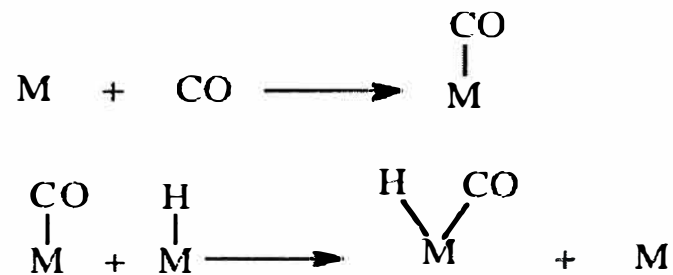
1. Reactores de tres fases de lecho fluidizado, en ebullición (Three-phase fluidized bed reactors) o reactores de columna de burbujeo en lodos (slurry bubble column reactors) con tubos de enfriamiento interno (SSPD: Sasol; GasCat: Energy International, AGC-21: Exxon, ver Grafico 3.5.a)
2. Reactor multitubular de lecho fijo (Multitubular fixed bed reactor) con enfriamiento interno (Arge: Sasol; SMDS: Shell, ver Grafico 3.5.b)
3. Reactor de lecho fluidizado circulante con circulación de sólidos, reciclaje de gas y enfriamiento en la recirculación de gas/sólidos (Synthol: Sasol, ver Grafico 3.5.c)
4. Reactores de lecho fluidizado con enfriamiento interno. (SAS: Sasol, ver Grafico 3.5.d).

**Grafico 3.5:** Posibles reactores de la síntesis de Fischer Tropsch:

a) Reactor de columna de burbujeo en lodos, b) Reactor multitubular de lecho fijo, c) Reactor de lecho fluidizado circulante con circulación de solidos. d) Reactores de lecho fluidizado. (Coolant: Refrigerante)

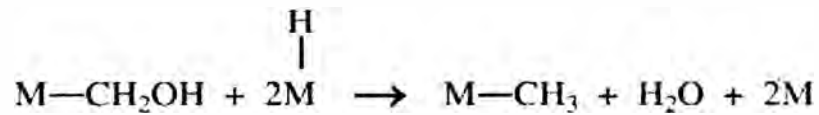
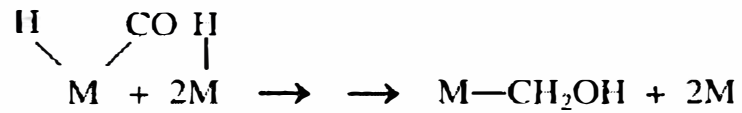


Muchos trabajos realizados han sido orientados a la comprensión de los pasos y pasos intermedios por los cuales ocurre la reacción en la superficie del catalizador Heterogéneo usado en esta reacción (Fischer tropsch). Aunque, el mecanismo exacto no se ha establecido del todo, se puede asumir un primer paso de Adsorción de monóxido de carbono en la superficie del catalizador seguido por una transferencia de un átomo de hidrogeno adsorbido desde un sitio adyacente al metal carbonilo (M-CO).

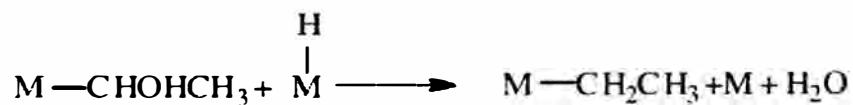


Nota: M representa un sitio de adsorción en la superficie del catalizador.

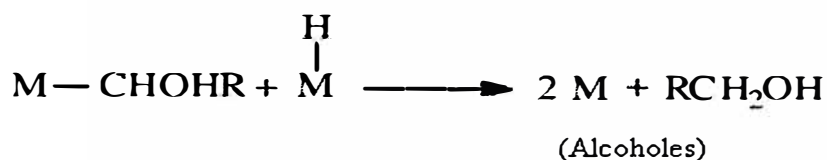
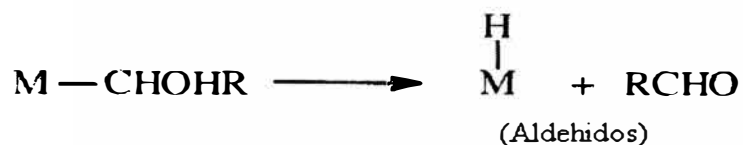
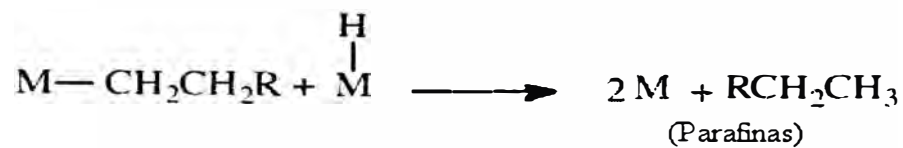
La sucesiva hidrogenación produce una especie de metilo de metal acompañado por la liberación de agua.



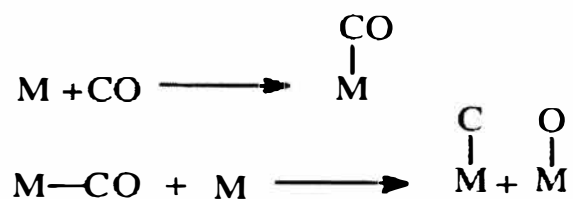
En el siguiente paso se produce la inserción de CO entre el metal y el grupo metilo adsorbido, seguido por la hidrogenación y la eliminación de agua.



La polimerización continua (como en los últimos tres pasos mostrados arriba) hasta que ocurre la terminación y el hidrocarburo es desorbido:



Los últimos 2 pasos mostrados arriba explican la presencia de los oxigenados en los productos de la síntesis de Fischer-Tropsch. Alternativamente, ha sido considerado la formación de un intermediario de un metileno absorbido en la superficie del catalizador a través de la adsorción disociativa de monóxido de carbono:

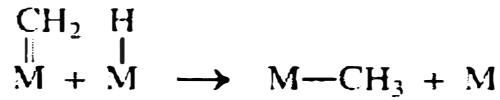


El carburo del metal formado (M-C) es luego hidrogenado y convertido en una especie de metal-metileno reactivo.

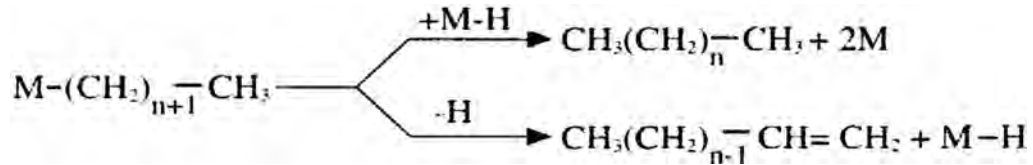


El metileno intermedio extrae un hidrogeno y es convertido en un metil absorbido. La reacción del metil con el metileno produce una especie de etil-

metal. Las reacciones sucesivas del metileno con el etil formado producen una larga cadena alquil adsorbida



Las especies alquil adsorbidas pueden terminar en una parafina por un paso de hidrogenación o bien en una olefina por un paso de deshidrogenación



Sin embargo este mecanismo no explica la formación de oxigenados en los productos de Fischer-Tropsch. A continuación en el cuadro 3.3 vemos un cuadro donde se resume las características de los reactores de Fischer-Tropsch mas usados:



**Cuadro 3.3:** Características principales de reactores para Fischer-Tropsch

<b>Tecnología</b>	<b>Características</b>
<b>1. Reactor de Lecho Fijo Multitubular (MFB)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tubos largos conteniendo el catalizador, parecido a los intercambiadores convencionales de tubo y coraza.</li> <li>- La T del reactor será controlado mediante la P a la cual es liberado vapor por la absorción del calor de agua utilizada para el enfriamiento.</li> <li>- Producción de Ceras y residuales mediante bajas T (200-250°C)</li> <li>- Tubos de diámetro &lt; 3 pulg. evitan excesos de T radiante.</li> <li>- El llenado de catalizadores en los tubos son como pellets (estructurados) que soportan altas condiciones de T y P.</li> <li>- Catalizadores de forma esférica y cilíndrica. Con catalizadores mas pequeños en forma estructurada tendrá mas altas conversiones a los largo del lecho.</li> <li>- Pero si el espacio entre los tubos es muy estrecho entre si, altas velocidades del gas y pequeñas partículas podrían causar altas caidas de presión en la unidad.</li> </ul>
<b>2. Lecho fluidizado circulante (CFB: Circulating Fixed Bed)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Opera similar a las unidades de FCC, moviéndose hacia abajo por un tubo en donde existe una fase densa y luego es transportado a altas velocidades del gas a la zona de reacción en modo de fase ligera.</li> <li>- Bueno para catalizadores de vida corta, se pueden reponer en operación, como no ocurre en FFB.</li> <li>- CFB opera con catalizador de Fe a altas T (300-350°C).</li> </ul>
<b>3. Lecho Fijo fluidizado (FFB: Fluidized Fixed Bed)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- FFB opera como fase densa turbulentamente en lechos.</li> <li>- Bajos costos de operación y construcción.</li> <li>- Es útil para altas capacidades.</li> <li>- Reactor para altas temperaturas de síntesis. Lo que proporciona costos de capital bajos.</li> <li>- CFB opera con catalizador de Fe a altas T (300-350°C).</li> <li>- Se obtienen alcanos lineales, gasolinas y Diesel.</li> <li>- Poco útil para producir más pesados como ceras o residuales.</li> </ul>

<b>4. Reactor de columna de burbujeo en lodo de tres fases (SBCR)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El catalizador es suspendido en un líquido tipo cera o lodo con el gas burbujeando a través de esta mezcla de fases.</li> <li>- Usado para la producción de Ceras y residuales mediante bajas T (200-250°C)</li> <li>- Bajos costos de construcción y operación.</li> <li>- Mejor transferencia de calor y control de la T dentro del reactor.</li> <li>- Alta producción de productos de alta calidad.</li> <li>- El catalizador se pulveriza/desvanece. Si se producen ligeros pero no afecta la producción, pero si afecta a los residuales, al momento de separar las partículas pequeñas.</li> </ul>
---	--

### 3.2.3 Conversión y sistema de separación de Hidrocarburos

Los procesos de las refinerías convencionales pueden ser usadas para el mejoramiento de los líquidos y ceras de los productos de Fischer-Tropsch. Un número de posibles procesos para los productos de Fischer-Tropsch son: hidrocrqueo de ceras, hidrotratamiento destilado, reformado catalítico, hidrotratamiento de nafta, alquilación e isomerización. Los combustibles producidos por con la síntesis de Fischer-Tropsch son de una alta calidad debido a la muy baja aromaticidad y contenido de azufre casi cero. La corriente de productos consiste de varios tipos de combustibles: LPG, gasolinas, diesel, jet fuel. Las diferentes definiciones y convenciones para las composiciones y nombres de los diferentes combustibles obtenidos de los procesos de las refinerías de crudo de petróleo.

La fracción de diesel tiene alto número de cetano, resultando unas mejores propiedades de combustión y menores emisiones.

Las nuevas y estrictas regulaciones pueden promover el reemplazo o mezclado de combustibles convencionales por la producción de productos de Fischer-Tropsch libres de aromáticos y azufre. Otros productos de laterales obtenidos de Fischer-Tropsch en combinación con el mejoramiento mediante hidrotratamientos.

**CAPITULO IV**  
**EVALUACION ECONOMICA**

**4.1 Costos de Capital**

Un Estudio bien detallado realizado por el Banco mundial sobre las reservas de Gas Natural Marginal y los usos que podrían generarle un valor mayor, propone una relación de costos y sus capacidades que son representadas en el cuadro 4.1.

**Cuadro 4.1:** Características y Análisis económico de plantas GTL. Fuente World Bank.

<b>Ítem</b>	<b>Unidad</b>	<b>G</b>	<b>M</b>	<b>P</b>
Capacidad diaria en unidad simple	KBbbs/d	20	10	5
Capacidad anual en unidad simple	KBbbs/año	6800	3400	1700
Capex, incluido offsites	MMUS\$	470	300	190
O&M, excluido gas de alimentación	MMUS\$/año	27	17	12
Consumo de gas de alimentación	Billón scf/año	68	34	17
Periodo de construcción	Años	3	3	3
Periodo de operación	Años	25	25	25
Consumo de gas, tiempo de vida 25 años	Tcf	1.7	0.85	0.43
<b>Valores del Gas</b>				
Factor de localización 1.0 (caso base)	\$/MMBtu	0.6	0.1	-0.6
Factor de localización 1.0, 30% decre. Capex	\$/MMBtu	1	0.6	0.1
Factor de localización 1.0, 50% decre. Capex	\$/MMBtu	1.2	1	0.5
Factor de localización 1.3	\$/MMBtu	0.2	-0.4	-1.2
Factor de localización 1.5	\$/MMBtu	-0.1	-0.7	-1.6

G: grande, M: media, P: pequeña

Otras Compañías consultoras corroboran este estudio puesto que han usado un costo de capital (inversión) de \$25,000 por barril día de producción, para una refinería de gas que produce 30,000 BPD. Proyecciones recientes y más realistas colocan este estimado en \$20,000 para plantas capaces de procesar entre lo 75,000 y los 100,000 BPD (tanto Shell como Sasol Chevron han establecido estas como sus metas en cuanto a costos de capital para sus proyectos de plantas de GTL). Ambas apreciaciones están de acuerdo a la tendencia de precios que se muestran en el cuadro 4.1.

#### 4.2 Costos de Operación

Los costos de operación representan una incertidumbre muy importante entre los componentes de un proyecto de GTL. Hoy día, cuando las últimas tecnologías para plantas de gran escala de GTL no son de conocimiento público, es muy difícil efectuar proyecciones, sin embargo, el estudio del Banco mundial aproxima para una planta de capacidad de 20000 Bbls/día un costo de O&M (Operación y Mantenimiento) de \$4.00 por barril y para 10000 Bbls/día un costo de O&M de \$5.00 por barril y el mismo que significativamente superior el conseguido en muchas refinerías convencionales (entre \$1.40 y \$2.00). Las dos razones principales para esta diferencia son:

- Las incertidumbres con respecto al tiempo en que se hacen operativas las plantas (período de asimilación y puesta a punto) dada las grandes complejidades que aún tiene la tecnología
- Los costos para los catalizadores que usa el proceso Fischer Tropsch.

#### 4.3 Análisis Económico

De lo mencionado líneas arriba utilizaremos los valores del estudio del Banco mundial presentados en el cuadro 4.1. Evaluando para Precio de gas (aprox. actual): 2.5 US\$/MMBtu y Precio de Petróleo (aprox. actual): 70 US\$/Bbl.

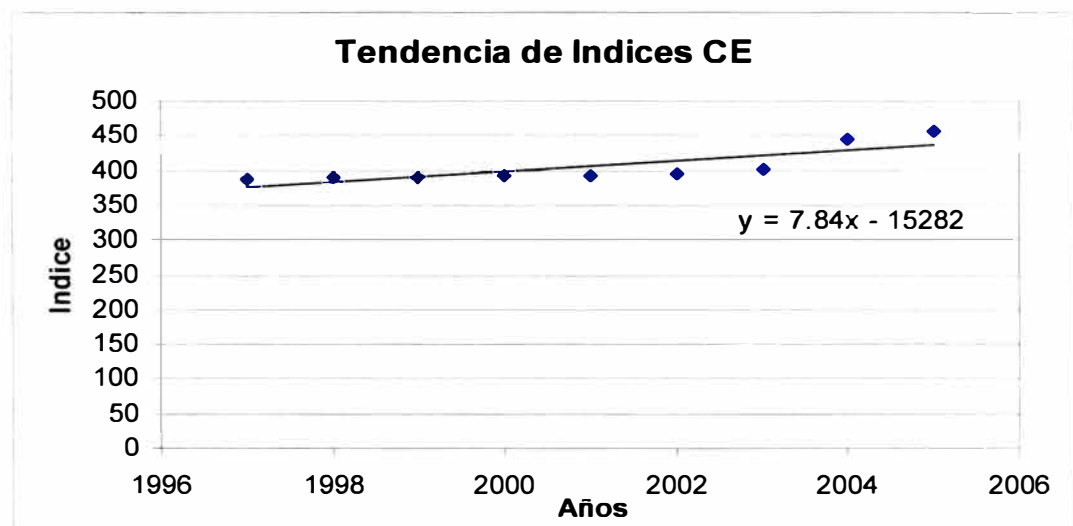
El valor del Capex es para el 1997 y mediante los índices de la revista Chemical Engineering llevaremos estos valores al 2006:

Cuadro 4.2: Tabla Índices de Revista Chemical Engineering.

<b>Año</b>	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Índice</b>	386.5	389.5	390.6	394.1	394.3	395.6	402.0	444.2	457.0	445.0

Una mejor tenencia de los índices podremos ver en el grafico 4.1:

Grafico 4.1: Índices de Revista Chemical Engineering



En el cuadro 4.3 vemos el valor de una Planta GTL de 20000 Bbls/día para el año 2006.

Cuadro 4.3: Calculo de Capex en el 2006 en forma lineal.

<b>Año</b>	<b>Índice</b>	<b>MMUS\$</b>
1997	386.5	470
2006	445.04	541

La demanda de diesel no cubierta en el Perú es de aproximadamente 20896 Bbls/día. Esto se obtiene del promedio de importaciones de diesel en los últimos años. (cuadro 4.4)

**Cuadro 4.4:** Importaciones Aproximadas de Diesel desde el 2000 al 2005.

Fuente Aduanet

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Promedio
MMBbls/año	9	6	5	7	9	6	7

## Evaluación Económica de un proyecto GTL en el PERU

### **CALCULO DE VALOR PLANTA**

Tamaño de planta de diesel o synfuel en bbl	20000
Valor planta Golfo U.S.A (ISBL+OSBL) tamaño 20000 bbl/dia en MMUS\$	541
Factor de escalamiento	0.65
Factor de localización	1.2
Escalamiento a tamaño de planta en bbl/dia	25000
<b>Costo de la planta incluido servicios y otros en MMUS\$</b>	<b>750.53</b>

Retribución al Licenciante ( @ 6 % valor de la planta) en MMUS\$	45.03
Químicos y Catalizadores iniciales ( @ 5 % valor de la planta) en MMUS\$	37.53
Capital de trabajo y puesta en marcha ( @ 3% valor de planta) en MMUS\$	22.52
<b>Total inicial de capital de inversión (TICI) en MMUS\$</b>	<b>855.61</b>
Contingencia (@ 15% del TICI) en MMUS\$	128.34
<b>Capital total invertido</b>	<b>985.95</b>

### **INGRESO VENTA DIESEL**

Costo promedio del Crudo WTI de Petroleo en US\$/Bbl (2006)	71.0
Costo Diesel 2 en USGC en US\$/Bbl (2006)	82.2
Precio referencial (PR1) (2006)	89
Producción en Bbl/dia	25000
Stream factor en dias	335
<b>Ingreso anual por venta en MMUS\$</b>	<b>745.38</b>

### **EGRESOS**

#### **Egreso compra gas natural**

Equivalencia de Pie3 GasNatural/1 Bbl-Diesel Sintetico	10000
Producción en Bbl-diesel/dia	25000
Stream factor en dias	335
Precio gas US\$/MMbtu	2.5
Equivalencia MMBtu/1pie3 de Gas Natural	0.001
Valor compra en MMUS\$	209.38

#### **Egreso operación y mant. (O&M)**

O&M en US\$/Bbl	4
Producción Bbl/dia	25000
Stream factor en dias	335
Egreso O&M en MMUS\$	33.5
Gastos Administrativos	1.5
<b>Egreso total G.N.+O&amp;M</b>	<b>244.38</b>

Depreciación lineal en años	10
Tasa de descuento aplicable en %	15
No considera en ingresos venta por otros productos distintos al diesel	0
Tiempo de vida del proyecto en años	25
Consumo gas en 25 años en trillones de pies cúbicos	<b>2.09</b>



**Cuadro 4.2:** Flujo neto de fondos del Proyecto

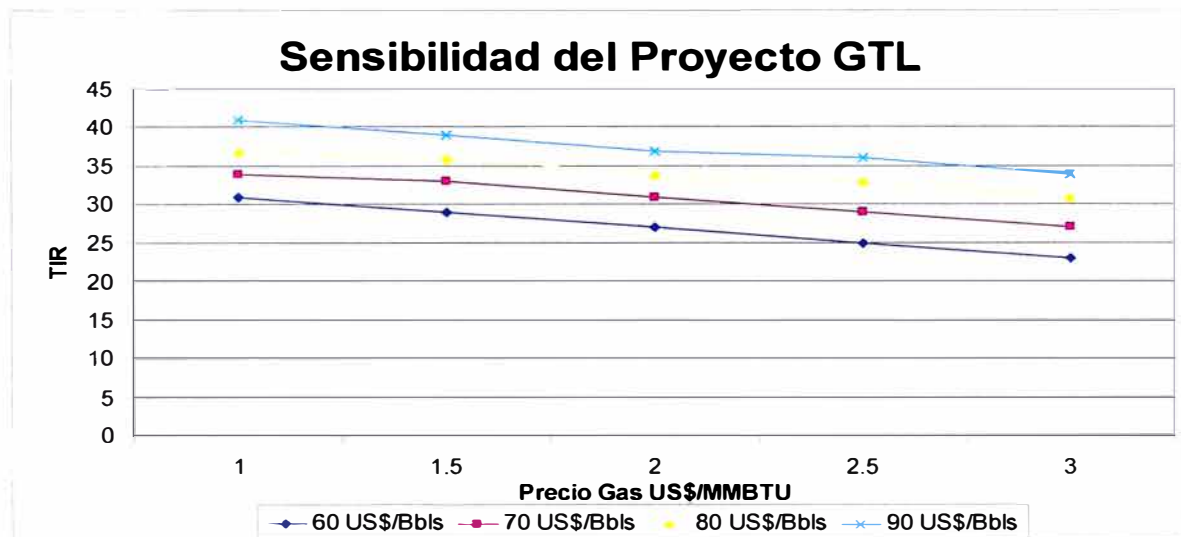
<b>Año Calendario</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>...</b>	<b>2018</b>	<b>...</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>
<b>Año de Operación</b>	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>...</b>	<b>10</b>	<b>...</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
Costo de la planta y servicios	-250.2	-250.2	-250.2						
Retribución al Licenciante	-15.0	-15.0	-15.0						
Químicos y Cat. Iniciales			-37.5						
Capital de trabajo / PEM			-22.5						
<b>Total Inicial capital Inversión</b>	<b>-265.2</b>	<b>-265.2</b>	<b>-325.2</b>						
Contingencia ( 15% TICI)	-39.8	-39.8	-48.8						
<b>Capital total invertido</b>	<b>-305.0</b>	<b>-305.0</b>	<b>-374.0</b>						
Ingreso Venta Diesel Sintético				745.4	...	745.4	...	745.4	745.4
Costo del Gas Natural				209.4	...	209.4	...	209.4	209.4
Costo Operac.y Mantetenim.				33.5	...	33.5	...	33.5	33.5
Gastos Administrativos				1.5	...	1.5	...	1.5	1.5
Egreso				244.4	...	244.4	...	244.4	244.4
<b>Ingreso-Egreso</b>				<b>501.0</b>	<b>...</b>	<b>501.0</b>	<b>...</b>	<b>501.0</b>	<b>501.0</b>
Depreciación				-98.4	...	-98.4	...	0.0	0.0
Capital de trabajo									22.5
Utilidad Bruta (&)				599.4	...	599.4	...	501.0	501.0
Impuesto a la renta (30%&)				179.8	...	179.8	...	150.3	150.3
Utilidad Neta				419.6	...	419.6	...	350.7	350.7
<b>Flujo Neto de Fondos (FNF)</b>	<b>-305.0</b>	<b>-305.0</b>	<b>-374.0</b>	<b>321.2</b>	<b>...</b>	<b>321.2</b>	<b>...</b>	<b>350.7</b>	<b>373.2</b>

VAN	1135.6
TIR	26%

Notamos que es un proyecto rentable, con VAN positivo y un TIR muy aceptable. Del análisis de FNF del proyecto se puede ver en el cuadro 4.2. Se recuerda al lector que el análisis presentado ha sido realizado basándose en publicaciones de revistas y entidades especializadas y es muy cercano las aproximaciones que se hacen del Proyecto, pero no exactas.

**Cuadro 4.3:** Variaciones del TIR y VAN con los precios del Diesel y Gas Natural

<b>WTI US\$/Bbl</b>	60		70		80		90	
<b>PR1 US\$/Bbl</b>	80		90		100		110	
<b>Gas US\$/MMBtu</b>	<b>TIR</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>VAN</b>
1	31	1629	34	2008	37	2387	41	2766
1.5	29	1439	33	1818	36	2197	39	2576
2	27	1250	31	1629	34	2008	37	2387
2.5	25	1060	29	1439	33	1818	36	2197
3	23	871	27	1250	31	1629	34	2008

**Grafico 4.2:** Sensibilidad del proyecto con los precios

## CAPITULO V

### Diesel Sintético: Generalidades

#### 5.1 Propiedades Químicas

##### a) Cetano.

El diesel se auto enciende dentro de la cámara de combustión. Para un desempeño y potencia optima, el autoencendido debe ocurrir con el mínimo retraso posible. Por esto, las refinerías y los compradores miden el número de cetano, para determinar el grado que tiene el combustible para encender en el motor. Combustibles con alto número de cetano encienden mas fácilmente, dando periodos de demora para encendido más cortos.

Un mínimo número de cetano especificado para los combustibles Diesel en el Perú es de 45 comparados contra 40 en los EE.UU. y 50 en Europa. Números de cetano mayores que 50 proveen operaciones optimas produciendo emisiones con bajo contenido en partículas.

El diesel sintético tiene un número de cetano mayor que 74, lo cual exceden todas las especificaciones necesarias para un diesel normal. La ASTM (American Society for Testing and Materials) ha desarrollado su método de prueba estándar para el calculo del numero de Cetano que es el ASTM D-613, el resultado del calculo son llamados Índices de Cetano.

Desde que los cálculos son basados en las propiedades del combustible, el índice de cetano no refleja la presencia de los números de cetanos contenidos. Los aditivos del combustible incrementan el número de cetano del combustible pero no cambian el índice de cetano.

**Cuadro 5.1:** Comparación de calidades Diesel sintético vs. Actuales. Fuente Osinerg

Propiedad	Test ASTM	Especific.		D-2 Relapasa/ Petroperu	D-2 Pluspetrol	D-2 Import.	Diesel Sintético
		Min.	Max.				
ASTM Color	D1500		3.0	1.0	< 0.5	1.5	< 0.5
API a 60°F	D-287	Reportar		35.6	46.0	35.5	51.9
INDICE DE CETANO	D-976	46		50.8	54.7	52.3	74.1
DESTILACION, °C	D-86			-.-	-.-	-.-	-.-
5 % RECUPERADO				168	167	218	195
95 % RECUPERADO			357	357	35.5	353	324
Pto Inflamación, °C	D-93	52		52	62	77.0	66
Contenido Azufre, ppm	D-2622		5000	2500-4500	10	300-2500	→ 0.0

Donde: Import.: Promedio aproximado de importaciones

b) Densidad.-

Incrementando la densidad del combustible incrementara la potencia entregada en el motor diesel por unidad de volumen de combustible consumido. Pero reduciendo la densidad del combustible se reducirá el contenido de Nox y las emisiones de partículas.

Mínimas y máximas densidades son especificadas para muchos combustibles diesel en todo el mundo. Sin embargo, en mercados exigentes como los Estados Unidos no se limitan a rangos únicos de la densidad del diesel obtenido, sino están relacionadas por otras especificaciones tales como el contenido de aromáticos y la temperatura de destilación, para establecer rangos de posibles densidades del Diesel.

Basados en su alto contenidos en Parafinas y ausencias de aromáticos, el Diesel Sintético tienen densidades alrededor de 0.77 Kg/l comparado con los rangos promedios de 0.83 a 0.84 kg/l para combustibles Diesel típicos en el Perú, América y Europa.

c) Azufre.-

La cantidad de azufre contenido en los combustibles diesel depende de la calidad de crudo del cual es refinado y los componentes usados en la mezcla final. Combustibles Diesel Craqueados tienden a tener los mas altos niveles de compuestos de azufre. El contenido de azufre en el diesel pueden ser reducidos mediante el tratamiento con hidrogeno (Hidrotratamiento o Hidrodesulfuración). Sin embargo, esto incrementaría el costo de producción del diesel y reduciría los márgenes de ganancia. A menor niveles de azufre en el diesel menores emisiones del dióxido de azufre, puesto que éste se obtiene de la combustión de los compuestos de azufre contenidos en el diesel.

En países desarrollados se limitan las emisiones de azufre para el diesel en 500 ppm. En áreas menos desarrolladas los máximos niveles de azufre están en el rango de 2000 ppm a 5000 ppm.

En el Perú, el diesel de las refinerías y que importamos esta en promedio de 500 ppm, pero regulaciones nacionales siguiendo las tendencias mundiales han establecido mediante la ley N° 28694 que el contenido de azufre en el diesel no exceda de los 50 ppm a mas tardar en el año 2010. En el Perú usamos la norma ASTM D-4294.

El Diesel Sintético, el cual es producido del gas natural, contiene cantidades de azufre indetectables. Además, la ausencia de azufre permite al diesel sintético ser mezclado con otros tipos de diesel para producir altas calidades de combustibles diesel con casi cero en contenido de azufre dando beneficios para las refinerías.

d) Aromáticos.-

Las corrientes de aromáticos son añadidas en grandes cantidades al combustible diesel para incrementar volumétricamente la producción hasta un punto que esa adición maximice uno o más especificaciones del diesel. Los

aromáticos incrementan la densidad del combustible y mejoran las propiedades para fluir en frío. Pero los aromáticos disminuyen el número de Cetano del diesel y han sido identificados como contribuidores de emisiones de NOx y otras partículas.

En gran parte del mundo los límites de aromáticos están entre 15% y 35% en volumen. La mayoría de los debates están enfocados en la calidad de los combustibles del futuro y en la necesidad de reducir sus niveles de aromáticos en el diesel. Disminuyendo el contenido de aromáticos del diesel de 30% al 10% reducen las emisiones del NOx de 5% a 3%.

El Diesel Sintético no tiene aromáticos detectables y como resultado tiene un alto número de cetano ( $> 74$ ). La ausencia de aromáticos en el Diesel Sintético produce menores emisiones de hidrocarburos NOx y otras partículas comparadas con diesel común.

e) Propiedades a baja temperatura.-

Las cantidad de parafinas, isoparafinas y aromáticos del diesel afectan las propiedades a baja temperatura del combustible ya la vez afectan el desempeño de la operación en el motor diesel.

La precipitación de cristales de parafina y de aromáticos en los combustibles diesel a bajas temperaturas atascará el filtro e interrumpirán el suministro de combustible al motor. La precipitación de las parafinas comienza a partir de 0°C y, para contrarrestar este fenómeno, el diesel es mezclado o tratado con aditivos para así no tener problemas de operación en un clima frío.

Algunos estudios probaron que los combustibles diesel que tiene alto contenido de isoparafinas resultan ser combustibles con mejores propiedades a baja temperatura. El Diesel Sintético contiene alto porcentaje de isoparafinas, por

lo cual no requiere aditivos para mejorar las propiedades a baja temperatura, los cuales suelen tener un alto costo.

f) Calor de combustión.-

El calor de combustión es la cantidad medida de contenido de energía disponible de una cantidad conocida de combustible y, es directamente proporcional a la densidad del combustible. Combustibles diesel con alto calor de combustión, contienen un mayor poder de combustión e incrementan la economía del combustible.

Dos de los factores que pueden ser alterados para cambiar el calor de combustión pueden ser (1) el incremento de contenido de aromáticos y (2) cambiando el perfil de la destilación mediante modificaciones del punto inicial y/o punto final de ebullición. Sin embargo, estos factores están limitados por otras propiedades del combustible. El cambio de contenido de aromáticos está restringido por el mínimo número de Cetano requerido y los ajustes en el perfil de destilación están limitados por la máxima temperatura requerida en el 90% de destilación.

g) Destilación.-

La volatilidad de un combustible diesel es expresada en términos de las temperaturas a la cuales porciones sucesivas del combustible son destilados de una muestra del combustible bajo un calentamiento controlado en un aparato estandarizado, el método usado en el Perú es el ASTM D-86.

La destilación depende la composición química del combustible y de esto se influyen otras propiedades tales como la viscosidad, el punto de inflamación, la temperatura de auto ignición, el número de Cetano y la densidad. Cambiar el rango de ebullición o destilación usualmente afecta más de una propiedad del combustible. Por ejemplo, una extensión del rango de ebullición hacia

temperaturas menores genera un combustible que tiene mejores propiedades a baja temperatura tales como el punto de empobrecimiento y el punto de niebla, pero el Cetano también es reducido. Y cuando la destilación es dirigida hacia mayores temperaturas las refinerías pueden incluir componentes pesados en su mezcla final y con esto incrementar su producción de diesel.

La volatilidad final del diesel expresada como 90-95% de la destilación, tiene algún efecto en las emisiones. Cuando la volatilidad es reducida existe un incremento en emisiones de hidrocarburos y CO y, una pequeña disminución de emisión de NOx, pero no tiene ningún efecto en la emisión de partículas.

#### h) Estabilidad del combustible.-

La estabilidad de almacenaje y la estabilidad térmica de un diesel afectan la formación de gomas y partículas insolubles y su depósito en el inyector y los filtros.

Como los combustibles diesel con muy bajos niveles de azufre han mostrado ser más estables, el proceso de hidrotratamiento es una manera efectiva de remover el azufre y eliminar las partículas inorgánicas insolubles que suelen ser los causantes de la obstrucción.

El Diesel Sintético es un hidrocarburo parafínico sobresaturado con 0 cantidades de olefinas o aromáticos y por eso no tiene los problemas de estabilidad que tienen los combustibles diesel refinados.

### 5.2 Consideraciones Medio Ambientales.

La Agencia de Protección Ambiental de EUA ha implementado disposiciones que exigen que las refinerías reduzcan el contenido de azufre del combustible diesel en un 97 % (de 500 ppm a 15 ppm). Estas reglamentaciones serán graduales, comenzarán a regir en el año 2006 y su estricto cumplimiento



será exigido para el año 2009. Japón, Australia y la Unión Europea también están introduciendo normas más rigurosas que entrarán en vigencia en el año 2006.

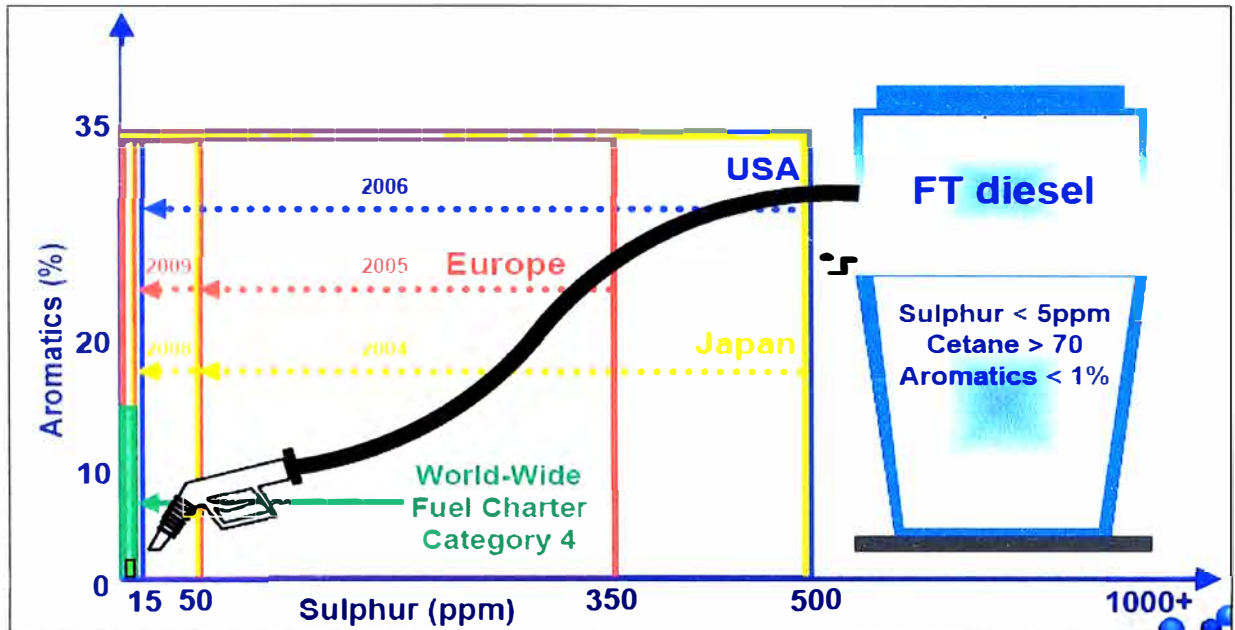
Siguiendo las tendencias mundiales en el Perú ya se tomó acción luego de escuchar lo expuesto en el Protocolo de Kyoto y en Río de Janeiro respecto a las emisiones de gases de combustión que contribuyen al Efecto invernadero y calentamiento Global, el 22 de marzo del 2006 se publicó en el Diario oficial El Peruano la Ley 28694: Ley que regula el contenido de Azufre en el combustible Diesel, que en resumen indica: “Regulaciones de niveles de azufre a partir del 1 de enero del 2010 queda prohibida la comercialización para el consumo interno de combustible diesel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 ppm en volumen”.

La alta pureza y el bajo contenido de azufre de los combustibles sintéticos GTL sobrepasan los requisitos rigurosos establecidos para los estándares de azufre del futuro. Los productos de la conversión de gas a líquidos pueden ser mezclados con destilados del crudo de mayor contenido de azufre para producir combustibles que cumplan con las especificaciones ambientales actuales y futuras.

Otros beneficios ambientales adicionales de la tecnología de conversión de gas a líquidos surgen de la mayor facilidad de producción y transporte del gas asociado que normalmente se quema. A nivel mundial, la industria quema o ventea 57 000 millones de m<sup>3</sup> (2 TPC) de gas por año. Los operadores están autorizados a quemar el gas producido si las instalaciones de superficie de su campo petrolero están diseñadas exclusivamente para producción de petróleo y si el gas no puede ser reinyectado. No obstante, la quema desperdicia los recursos naturales y contribuye a la contaminación del aire. (Gráfico 5.1)

**Grafico 5.1:** Objetivos mundiales de los contenidos de azufre en el Diesel

Fuente: [www.syntroleum.com](http://www.syntroleum.com) )



## CAPITULO VI

### Conclusiones

- El Perú es un país deficitario de Diesel, debido a los altos consumos de este derivado por el transporte público, generación eléctrica y la industria principalmente.
- Baja producción nacional de petróleo los últimos años y la baja capacidad de las refinerías hacen imposible abastecer la demanda de Diesel en el Perú.
- Debido a que Gas Natural ha tomado una gran importancia en el futuro energético del Perú a raíz del proyecto Camisea, el Gobierno Peruano a tomado una serie de medidas sobre el precio del Gas, y le ha puesto un tope de 2.5 US\$/MMBTU para promover la inversión en este tipo de combustible.
- A la fecha del presente informe los precios aproximados del Petróleo (WTI) y el Gas Natural son 70 US\$/Bbl y 2.5 US\$/MMBtu aproximadamente. Estamos en un escenario factible de aplicar la tecnología GTL en el Perú por ser rentable con esas cifras como lo demuestra el la Evaluación económica presentada.
- Los licenciantes tienen su know-how y sus procesos de Gas de Síntesis, Reacción F-T , Separación de hidrocarburos y catalizadores usados ya están definidos por ellos. Si el Perú opta por el GTL, deberá escoger todo un paquete completo de un licenciante, y no por partes, es ahí donde la evaluación económica toma cierta incertidumbre.

- La calidad que proporcionaría el Diesel sintético (casi cero en S%) es la indicada a raíz de las exigencias Ambientales ya planteadas. Serviría como producto final o mejor aun como mezcla para mejorar la calidad de los Combustibles Diesel actuales.

## **CAPITULO VII**

### **Recomendaciones**

- Realizar una revisión más minuciosa de los posibles beneficios de implementar el GTL en el Perú viendo en un escenario factible económicamente.
- Lo que consistiría darle un valor agregado al gas natural, venderlo como producto final (Diesel sintético) tanto para el mercado interno como para abastecer la demanda en la región y no solamente como Gas Natural Licuado.
- Buscar nuevas tecnologías desarrolladas por los investigadores con respecto al la obtención del Gas de Síntesis en un solo paso , lo cual es lo mas costoso del proceso, y a su vez significaría producir mayor rentabilidad a este proyecto.

## CAPITULO VIII

### Referencias Bibliográfica

#### Capitulo II

- **“Plan referencial de Hidrocarburos 2005-2014”**. Abril 2004  
Dirección general de hidrocarburos. Ministerio de Energía y Minas
- **Organismo Supervisor de la inversión en Energía.**  
<http://www.osinerg.gob.pe>
- Ministerio de Energía y Minas – MINEM  
<http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos>

#### Capitulo III

- Van Der Laan G. P. **“Kinetics, Selectivity and Scale Up of the Fischer-Tropsch Synthesis”** – Paginas 20 – 76. Año 1999  
Thesis University of Groningen. - Dutch ISBN 90-367-1011-1
- Matar, S. & Hatch, L F. **“Chemistry of Petrochemical Processes”**,  
Pag 121 – 129. 2da Edición Año 1994 .
- World Bank: **“Commercialization of Marginal Gas Fields”** Dec 1997  
Report n° 201/97 Joint United Nations Development Programme.  
ESMAP: Energy Sector Management Assistance Programme

#### Capitulo IV

- Pérez Ll., R. **“Caso: Shell apuesta por hacerse verde en Qatar”**  
[http://www.uasb.edu.bo/universidad/fai\\_docs/Caso\\_Proyecto%20Qatar-Shell%20GTL.pdf](http://www.uasb.edu.bo/universidad/fai_docs/Caso_Proyecto%20Qatar-Shell%20GTL.pdf)

- **“Ley que regula el contenido de azufre en el Diesel”** Marzo, 2006  
Ley N° 28694 Diario oficial “El Peruano” Pág. 315182. Miércoles 22 de.
- **Repsol YPF Refinería la Pampilla.** 2006  
Base de Datos – Intranet
- Ghaemmaghami, B. **“GTL: Progress and Prospects – Study yields generic, coastal-based GTL plant”** Oil, Gas & Journal. Volumen 99  
Emisión 11 – Marzo 12, 2001
- **GCA - Gaffney, Cline & Associates, Inc.**  
<http://www.gaffney-cline.com/>

## ANEXO I: Diagrama de Flujo de Tecnología GTL

