

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS**  
**NATURAL Y PETROQUIMICA**



**PROYECTO PETROQUÍMICO PARA LA**  
**IMPLEMENTACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE UNA**  
**PLANTA DE PRODUCCIÓN DE METANOL EN EL PERÚ**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**  
**INGENIERO PETROQUÍMICO**

**PRESENTADO POR:**

**GARY MIJAIL SANDOVAL MESÍAS**

**PROMOCIÓN 2003-II**

**Lima – Peru**  
**2006**

## TÍTULO DE PROYECTO DE TESIS

# PROYECTO PETROQUÍMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE METANOL EN EL PERÚ

## INDICE

	<u>PÁGINA</u>
<b>CAPÍTULO I – INTRODUCCIÓN</b>	1
1.1 Selección del producto obtenido a partir del gas natural	3
1.2 Objetivo principal	7
<b>CAPÍTULO II – ANTECEDENTES DEL METANOL</b>	
2.1 Metanol a lo largo del tiempo. Breve historia	8
2.2 Definiciones previas	12
<b>CAPÍTULO III – ESTUDIO DE MERCADO</b>	
3.1 Gas natural	15
3.2 Metanol y sus derivados	
3.2.1 Metanol, el iniciador de una gran industria en el Perú	18
3.2.2 Latinoamérica	20
A) Formaldehído	22
B) Metil terbutil éter	24
C) Perfil del consumo de metanol	25
3.3 Mercados Internacionales	
3.3.1 Mercado Norteamericano	26
3.3.2 Europa	28
3.3.3 Medio Oriente-África	29
3.3.4 Asia-Pacífico	29
3.4 El metanol como energético	30
3.4.1 Metanol y celdas de combustible	32
3.5 Precios históricos del metanol	33
3.6 Proyección mundial del metanol	35
3.7 Análisis SWOT (FODA)	39

## CAPÍTULO IV – ESTUDIO TÉCNICO

4.1 Aspectos generales de la producción de metanol	42
4.1.1 Preparación del gas de síntesis	42
4.1.2 Aspectos termodinámicos de la síntesis de metanol	43
4.1.3 Aspectos cinéticos de la síntesis de metanol	45
4.1.3.1 Catalizadores	48
4.1.3.2 Procesos	49
4.2 Producción de metanol a partir de hidrocarburos pesados	
4.2.1 Oxidación parcial	51
4.2.2 Aplicación tecnológica	53
4.3 Producción de metanol a partir del gas natural	
4.3.1 Proceso de Steam Reforming	55
4.3.2 Reformado combinado	57
4.3.3 Tecnologías para la producción de metanol a partir del gas natural	
4.3.3.1 Tecnología ICI	58
4.3.3.2 Tecnología LURGI	63
4.3.3.3 Tecnología “Megamethanol”	65
4.3.3.4 Especificación del metanol obtenido	71
4.4 Productos que se obtienen a partir del metanol	71
4.4.1 Formaldehído	72
4.4.2 Cloruro de metilo	73
4.4.3 Ácido acético	75
4.4.4 Metil terbutil éter	77
4.4.5 Teramil metil éter	79
4.4.6 Metilaminas	80
4.4.7 Hidrocarburos del metanol (proceso metanol a gasolina MTG)	81
4.4.8 Proceso MTO UOP-Hydro: Conversión de metanol a olefinas	84
4.4.9 Proceso metanol a polipropileno (MTP)	87

4.5	Marco Jurídico referente a la instalación de la planta de metanol	89
4.6	Planta de metanol y su relación con el medio ambiente	92
4.6.1	Impacto ambiental en la zona de ubicación de la planta	94
4.7	Criterios de selección de tecnología	96
4.8	Elección final de la tecnología	100

## **CAPÍTULO V – LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA**

### **ACERCA DE LAS POSIBLES SEDES DE LA PLANTA DE METANOL**

5.1	Consideraciones para la selección	101
5.2	Talara – Piura	102
5.2.1	Materia prima. Yacimientos del noroeste	103
5.2.2	Cercanía a los mercados	103
5.2.3	Disponibilidad de potencia y combustibles	103
5.2.4	Clima	104
5.2.5	Medios para el transporte	104
5.2.6	Disponibilidad de agua	104
5.2.7	Eliminación de efluentes o residuos	105
5.2.8	Disponibilidad de mano de obra	105
5.2.9	Características de la ubicación	106
5.2.10	Protección contra inundaciones e incendios	106
5.2.11	Factores relacionados con la comunidad	107
5.3	Pisco – Ica	113
5.3.1	Materia prima. Yacimiento selva sur	114
5.3.2	Cercanía a los mercados	114
5.3.3	Disponibilidad de potencia y combustibles	115
5.3.4	Clima	115
5.3.5	Medios para el transporte	115
5.3.6	Disponibilidad de agua	116
5.3.7	Eliminación de efluentes o residuos	116
5.3.8	Disponibilidad de mano de obra	116
5.3.9	Características de la ubicación	117

5.3.10 Protección contra inundaciones e incendios	118
5.3.11 Factores relacionados con la comunidad	118
5.4 Beneficios del proyecto	122
5.5 Desventajas	124
5.6 Cuadro resumen para elección cualitativa de ubicación de la planta	125

## **CAPÍTULO VI – DIMENSIONAMIENTO Y ESTIMACIONES ECONÓMICAS DE LA PLANTA**

6.1 Consideraciones para el dimensionamiento	126
6.2 Disponibilidad de la materia prima. Evolución de las reservas de gas natural y líquidos del gas natural en el Perú	
6.2.1 Yacimientos del noroeste	128
6.2.2 Yacimiento selva sur	128
6.3 Consideraciones para la evaluación económica	
6.3.1 Consideraciones para los cálculos	130
6.3.2 Cálculos del suministro de gas en 10 años para la planta de metanol	133
6.3.3 Datos económicos y de consumo de Lurgi	134
6.4 Análisis económico de la planta de metanol	
6.4.1 Ubicación: Talara	135
6.4.2 Ubicación: Pisco	137
6.5 Elección final de la ubicación de la planta.	139

## **CAPÍTULO VII – CONCLUSIONES**

7.1 Mercado del metanol	140
7.2 Estudio técnico	143
7.3 Localización de la planta	145
7.4 Dimensionamiento y estimaciones económicas	146
7.5 Recomendaciones finales	147

## **RELACIÓN DE ANEXOS**

Anexo A: Cronograma de actividades para el proyecto: Planta de metanol	150
Anexo B: Requerimientos ambientales de una planta de metanol	152
Anexo C: Análisis económico de la planta de metanol.	161
Anexo D:	
D1. Ley del sistema nacional de evaluación de impacto ambiental	195
D2. Ley de la promoción a la inversión en plantas de procesamiento de gas natural	208

<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>212</b>
---------------------	------------

# **PROYECTO PETROQUÍMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE METANOL EN EL PERÚ**

## **CAPÍTULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

El petróleo, como recurso energético, ya era conocido desde el mundo antiguo, ya que civilizaciones como los chinos utilizaron este recurso para la cocción de alimentos, sin embargo, no es hasta el Siglo XVIII que empieza a impulsarse su uso, aunque no estaba del todo difundido en el mundo. A partir de 1859, el Coronel Drake, quien fue el artífice del descubrimiento del primer pozo petrolero en el mundo, se encargó de crear un mercado para el petróleo, dándole un uso en las lámparas de la época. Pero no fue hasta el año de 1895, en donde, con la primera aparición de los automóviles, la industria del petróleo creció a pasos agigantados, dándole un mercado a gran escala, hasta nuestros días.

Pero estos hechos anteriores desplazaron a un recurso, que presentaba la dificultad del transporte. Este recurso era el Gas Natural, cuyo uso era muy localizado, solo en ciertas zonas privilegiadas, como combustible para lámparas y faroles. Pero con el paso del tiempo, se supera esta gran dificultad y se descubren las bondades energéticas y químicas de este recurso.

El Gas Natural, como se ha visto a través del tiempo hasta nuestros días, es, al igual que el petróleo, una fuente de recursos energéticos y químicos para iniciar una cadena productiva de alto valor, pero con la salvedad de que el gas tiene más ventajas en su uso que el petróleo, entre ellas podemos mencionar:

- El Gas Natural, es una fuente mucho más amigable al medio ambiente,
- Tiene una mejor aplicación energética que el petróleo,

- Es más barata que el petróleo y no está sujeto a un mercado tan volátil como este,
- Tiene quizás la misma o una mejor aplicación que el petróleo en la industria petroquímica,

Es bien cierto que desde el día en que se ha descubierto el Gas de Camisea, autoridades, profesionales en la materia y público en general han puesto sus ojos en este recurso como una fuente de Progreso en todos los sentidos por las razones ya mencionadas líneas arriba. Se han ido efectuando y haciendo realidad proyectos como por ejemplo el uso doméstico de Gas Natural en Lima y Callao (tendido de ductos), la generación de energía eléctrica para los pueblos mas alejados del país, incluso se habla ya del uso como combustible para vehículos de transporte terrestre ligero y pesado (nuevo en el país pero no en el mundo), y cabe mencionar la exportación de nuestro gas a países de la región latinoamericana. Es decir, casi todas estas orientadas al uso del gas como agente energético.

Pero, ¿qué posibilidades tiene el establecer una industria petroquímica a partir del Gas Natural? Existen pocos estudios al respecto, que han demostrado que, bajo un manejo y distribución adecuados de los recursos, el Gas Natural puede ser un iniciador de la industria petroquímica básica peruana a largo plazo.

Además, ¿es solo Camisea nuestra única fuente de gas natural en el Perú?. Muchos no hemos pensado que si vamos a hacer un proyecto, podríamos incluso integrar los yacimientos de Gas Natural en la Selva (San Martín, Cashiriari y Aguaytia), y en la Costa Norte del país para este proyecto dependiendo de varios factores que iremos mencionando a lo largo de este trabajo, que tiene como objetivo reafirmar que iniciar una industria petroquímica en el país es algo que puede hacerse una realidad.



Este trabajo se inició al ver como el gas natural de nuestro país es comercializado en la actualidad como un agente energético en todas las industrias, siendo puesta de lado alguna actividad petroquímica en el país que pudiera iniciarse con esta materia prima.

El Gas Natural proveniente de un pozo, es transportado a una Planta de Fraccionamiento, en donde se separan dos corrientes, el Gas Natural (metano y etano) y los líquidos del Gas Natural (corrientes de parafinas de tres y cuatro carbonos y demás pesados). De estas dos, lo que nosotros vamos a tomar es la corriente de metano-etano. Esta corriente puede ser aprovechada en una Planta o Complejo Petroquímico, en donde en un proceso de Reformado con Vapor o STEAM REFORMING, obtendremos diversas corrientes de derivados, en donde se encuentran principalmente el amoniaco, y el METANOL (véase la figura N° 1.1).

## **1.1 SELECCIÓN DEL PRODUCTO OBTENIDO A PARTIR DEL GAS NATURAL.**

El producto que hemos escogido para este caso, entre otros derivados, es el metanol. Las razones principales son:

- Forma parte de los llamados “productos intermedios de primera generación” junto con el hidrógeno y el amoniaco, productos esenciales para el inicio de una base petroquímica.
- El metanol como materia prima, nos da productos como el acrilonitrilo, ácido acético y el formaldehído, en donde pueden aun obtenerse productos como el poliacrilonitrilo, la urea / formaldehído y el fenol / formaldehído. La figura 1.2 representa el árbol petroquímico del metanol.

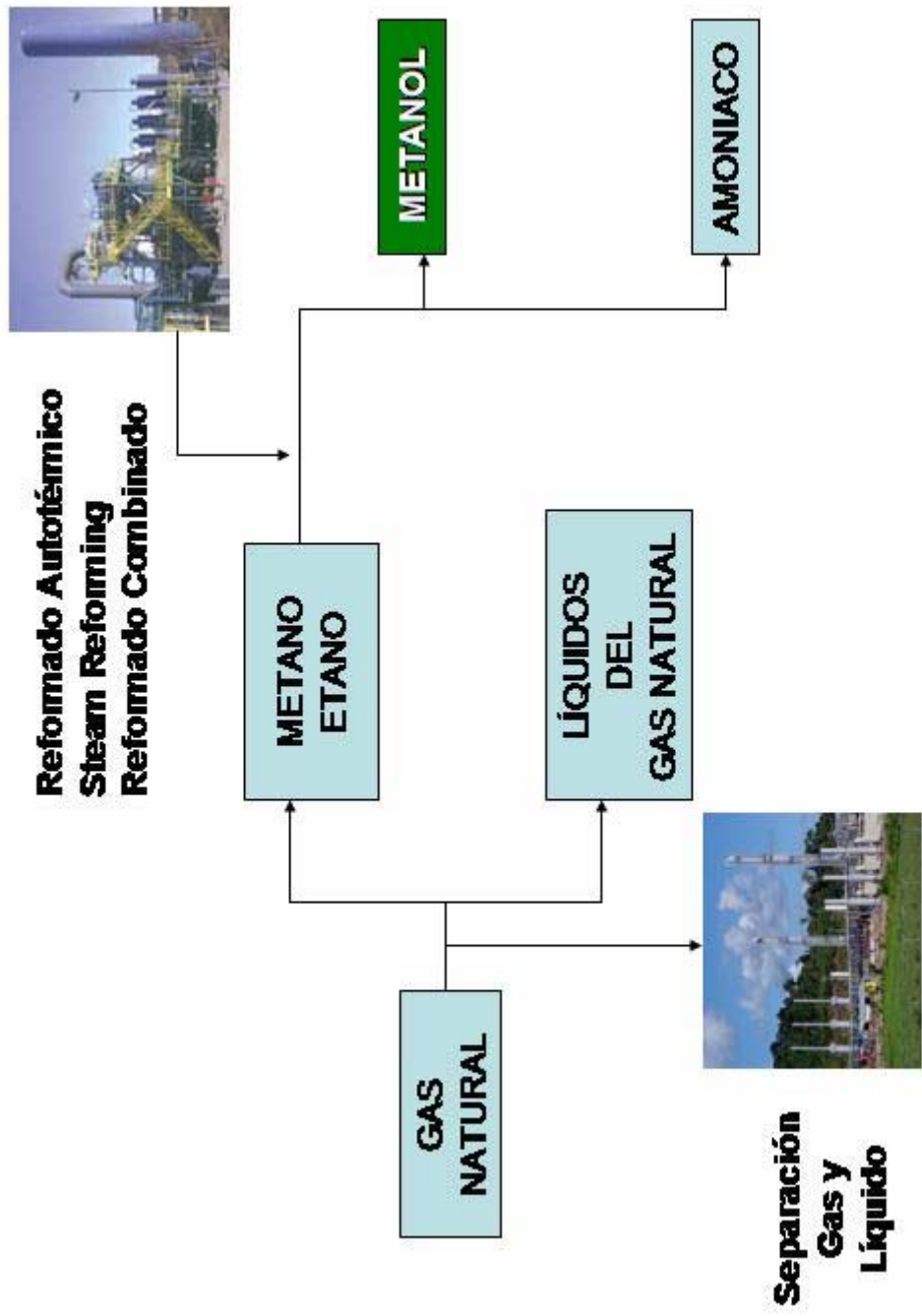


Figura 1.1: Petroquímicos básicos a partir del Gas Natural

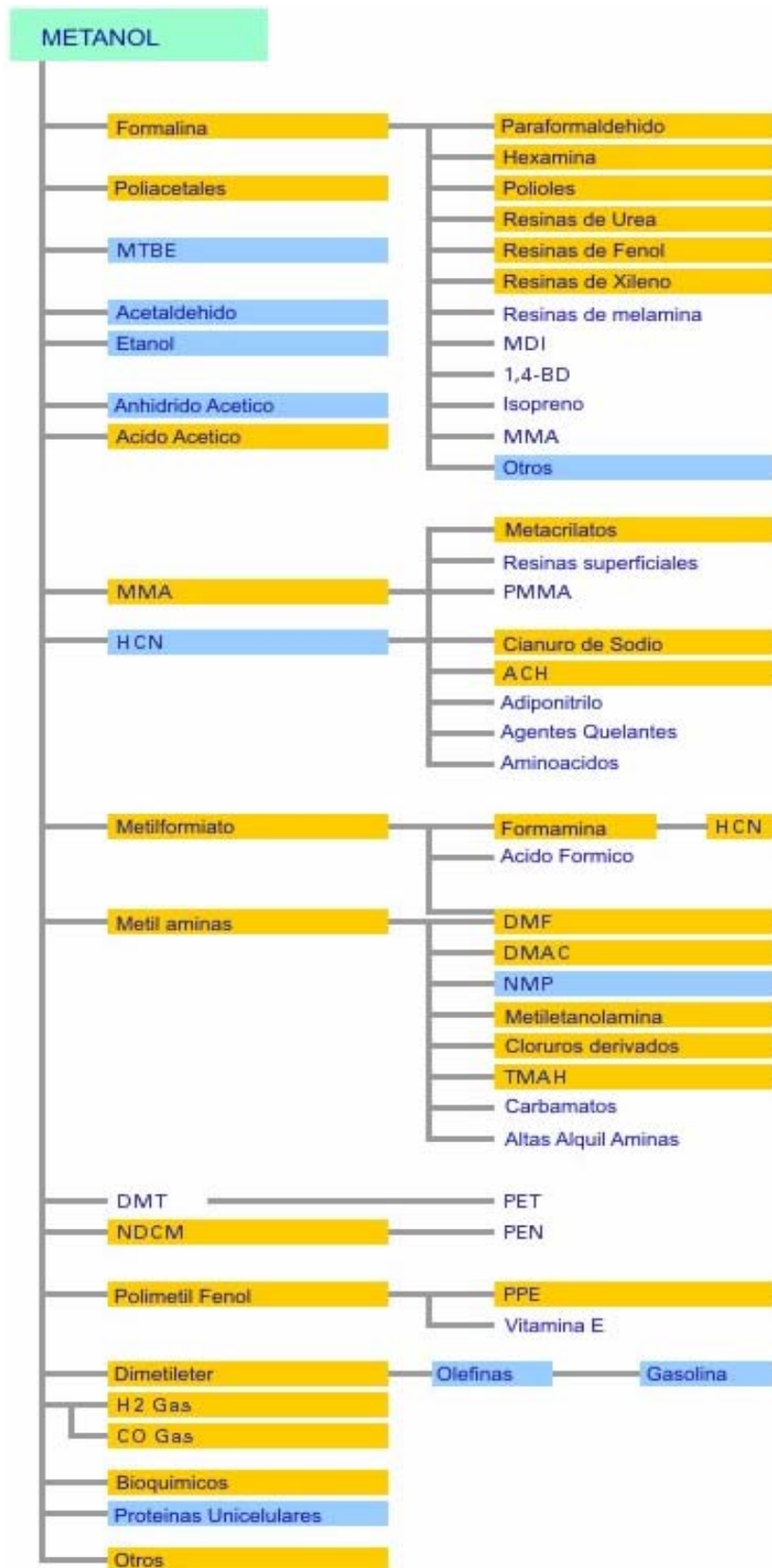


Figura 1.2: Árbol Petroquímico del Metanol

- El metanol como producto puede tener aplicaciones importantes, entre las cuales están el de mezclar este producto con gasolinas para dar un combustible de alta calidad y bajas emisiones, además de usarlo como fuente de energía en aparatos de uso cotidiano actualmente, o simplemente como un químico de alta reactividad.
- Es uno de los productos químicos orgánicos que se encuentra entre los de mayor consumo a nivel mundial.
- El gran crecimiento y apogeo de esta industria en América Latina y el Mundo, con una proyección de desarrollo favorable.

El metanol es un gran líder en compuestos químicos debido a la amplia gama de sus usos. Aproximadamente el 90 por ciento de metanol se produce de recursos del gas natural, y provee una diversidad de los usos finales que se extienden desde la fabricación de adhesivos, de la producción química agrícola de la producción, de la pintura y del barniz, la fabricación de resinas sintéticas, fabricación sintética de la fibra e igual para las medicaciones de enfermedades cardiacas. Actualmente, el metanol se valora altamente por su capacidad como energía limpia del futuro. Tomando usos convencionales de los recursos energéticos como ejemplo, el metanol se ha utilizado para los recursos directos del combustible y como MTBE (un aditivo de la gasolina).

Pero, el uso marginal que atrae la mayoría de la atención ahora es el tipo metanol-reformado célula de combustible. En este uso, el metanol se resuelve para extraer el hidrógeno, y la energía generada en el curso de esta reacción del hidrógeno con oxígeno en el aire se transforma en electricidad. Los automóviles que usan esta fuente de energía tendrán altos funcionamientos ambientales debido a la gran reducción de dióxido de carbono y de cualquier otra emisión del gas de escape. Además, su rendimiento energético será superior al de coches accionados por gasolina, mientras tanto, todos los fabricantes de automóviles están haciendo esfuerzos de desarrollar esta tecnología. En un futuro muy

cercano, tales automóviles avanzados estarán disponibles para el público en general.

## **1.2 OBJETIVO PRINCIPAL**

Como bien sabemos, la industria petroquímica en el Perú es muy limitada, y el objetivo de esta tesis se encuentra justamente en esa premisa, *demostrar la viabilidad del inicio y el crecimiento de la industria petroquímica peruana a partir del Metanol, creando un mercado interno y externo del metanol y sus derivados, posicionando al Perú como uno de los países con un gran potencial de desarrollo en la región, trayendo beneficios inmediatos de orden económico, social y cultural.*

Además, demostraremos que el Gas Natural no solo está destinado a ser solamente una fuente energética en el país, el cual es muy beneficioso, sino también puede ser destinado como *la Materia Prima que nos servirá para cumplir el objetivo principal trazado inicialmente, buscando darle un valor agregado adicional, como un iniciador de la industria petroquímica.*

Una vez buscada la viabilidad del proyecto, si esta fuera positiva, abriremos el camino a la posibilidad de que partir de la Industria del Metanol, puede iniciarse una industria de productos derivados de este, tal como es el caso del Ácido Acético, muy importante compuesto químico, entre otros que iremos nombrando a medida que avancemos con este estudio.

A lo largo de este trabajo, vamos a hacer un estudio en donde se encierren aspectos económicos, técnicos, sociales y medioambientales que traerían consigo una industria emergente del metanol a partir del Gas Natural en nuestro país.

## **CAPÍTULO II**

### **ANTECEDENTES DEL METANOL**

#### **2.1 METANOL A LO LARGO DEL TIEMPO. BREVE HISTORIA**

##### **LA EDAD DE LA MADERA PARA EL METANOL**

Arriba del año de 1923, una mezcla conocida como el “alcohol de madera” era la única fuente de obtención del metanol necesaria para incrementar la producción en la industria química. En 1924 se procesaron para este fin alrededor de 3 millones de toneladas de madera, el cual correspondía a la obtención de 30000 toneladas de metanol. Si tomamos todos los valores caloríficos de los productos, el 33% carbón, el 6% ácido acético, el 1.6% “espíritu de madera” y alrededor del 10% alquitrán, todo el proceso tiene una eficiencia térmica de difícilmente 65 al 70%, el cual está en el mismo orden de las plantas modernas de metanol basadas en el gas natural.

##### **METANOL SINTÉTICO Y LA EDAD DE LA MADERA**

Con la revolución industrial en los primeros años del siglo XIX, la madera fue reemplazada por la energía fósil del carbón el cual suministró lo suficiente para el incremento de la demanda por la fabricación del acero y la obtención de energía mecánica para las producciones industriales. Junto con esto, fue importante la iluminación por el gas obtenido como producto lateral para las fábricas de acero. La emergente industria química encontró una gran fuente de materia prima en el alquitrán del carbón, el cual era otro producto lateral. Y cuando el gas ya no era suficiente para cubrir esas necesidades, se desarrollaron procesos de gasificación, en donde al participar el vapor y el calor, se obtenían gases que contenían hidrógeno y monóxido de carbono. Luego, el desarrollo de la síntesis de Amoníaco por F. Haber y C. Bosch fue la brecha para llevar a cabo otros procesos químicos incluyendo la síntesis de metanol.

Desarrollado el proceso de obtención del amoníaco por Haber y Bosch, sugería la posibilidad de que puedan hidrogenarse otras moléculas. A. Mittasch y C. Schneider en 1913 lograron obtener compuestos oxigenados que, dependiendo del catalizador utilizado, se obtenía cantidades apreciables de metanol. El resultado no era muy alentador, la selectividad pobre y las cantidades de metanol obtenido no prometían obtenerse un proceso a nivel industrial.

Después de la Primera Guerra Mundial, BASF retoma la investigación para el procesamiento del metanol, después que M. Pier, un gran impulsor de la industria del metanol, entró a la compañía. En Febrero de 1923 Pier produjo con mucho éxito metanol con una buena selectividad a una presión de 1000 bar usando cromato de zinc como catalizador. El 26 de Septiembre de 1923, el primer carro tanque parte con metanol crudo de una nueva planta instalada en Leuna, Alemania.

La producción de metanol sintético en Estados Unidos empezó después de 1926 por Du Pont. La producción de metanol por la madera bajó rápidamente, en 1929 se redujo un 50% y en 1935 a un 20%. Una razón para la rápida realización técnica del proceso de metanol fue la producción de gas de síntesis que ya había sido desarrollada por la síntesis de amoníaco. Con solo algunas adaptaciones menores fue posible hacer una mezcla óptima de  $\text{CO}/\text{H}_2$  para el tren de gas de síntesis y así producir metanol.

En los años 40 el proceso de síntesis de metanol a baja presión basado en esta tecnología tuvo un consumo de energía total de alrededor 70 GJ por TM, el cual es dos veces más grande que una planta moderna de metanol basada en gas natural.

## **LA EDAD DE LOS HIDROCARBUROS. EL PROCESO DE OBTENCIÓN DE METANOL A BAJA PRESIÓN**

El advenimiento de las alimentaciones a base de hidrocarburos y el desarrollo de nuevos procesos de gasificación y purificación era un punto crítico para toda la producción de químicos basados en el gas de síntesis. El reformado de vapor del gas natural empezó en 1940 en los Estados Unidos, basados en los desarrollos de BASF en los años 30.

Después de la Segunda Guerra Mundial, los procesos de obtención mejoraron notablemente, obteniendo un Gas de Síntesis de alta pureza. Por lo que, en esos momentos, ICI vio que era factible usar un catalizador de cobre de alta actividad y que permitía el uso de sustancias que antes no eran usadas debido a que estas se envenenaban con impurezas de azufre contenidas en el gas, además de que se innovó el proceso que bajaba notablemente la severidad de las condiciones de operación (de 5000 a 1000 psig). Combinando estos catalizadores con el uso de compresores de alta velocidad centrífuga y un sistema adecuado de recuperación de calor, ICI pudo desarrollar el primer proceso comercial de obtención del metanol en 1966 en Billingham, Estados Unidos.

No mucho después, en 1969, Lurgi lanzó con gran éxito, su propio proceso de baja presión con una planta de demostración de 10 TPD seguido por una unidad de 220 MTPA en 1970, el cual usaba gas de síntesis purificado producido por el Proceso de Oxidación Parcial de la Shell. Mientras que ICI usaba convertidores de alivio con reacciones adiabáticas en lechos individuales de catalizador, Lurgi aplicó un reactor cuasi-isotérmico con catalizador en tubos enfriado por circulación de agua.



A fines de los setenta y comienzo de los 80, muchas pruebas experimentales trajeron la idea del posible uso del metanol como un combustible alternativo para autos. Sin embargo, se encontraron varios problemas, como el arranque del motor en frío debido a su alto calor de vaporización (el calor de vaporización es 3.7 veces mas alto que el de la gasolina), su bajo valor de calentamiento, que es aproximadamente la mitad que de la gasolina, y sus propiedades corrosivas. Pero esto fue corregido con el paso del tiempo, ya algunos países usan el metanol en mezclas con gasolinas para obtener una gasolina de alto rendimiento.

En el presente, el metanol está pasando por la etapa de las “megaplantas”. Durante esta era, cada esfuerzo ha sido hecho en ganar la economía de escala en las líneas de producción de 5000 toneladas por día o aún más grande. Los esfuerzos de reducir el capital en la producción final de gas de síntesis han acelerado. Esta etapa tendrá cambios continuados. Las primeros 5000 TPD están en corriente, algunas otras plantas ya está en la mitad de la construcción y varios otros están en las varias etapas del planeamiento y/o de la ingeniería. Como consecuencia, se han tenido muy buenos resultados en la parte técnica y económica, además de que las etapas de planeamiento de otras plantas prometen buenos frutos.

## **USOS DEL METANOL**

El metanol es usado como una base petroquímica en la manufactura de un sinfín de productos comerciales como textiles sintéticos, plásticos reciclables, pinturas y adhesivos comerciales y hasta para medicamentos comunes como AAC.

El metanol también se usa para la separación de nitratos de aguas servidas municipales y también en la manufactura de un aditivo para la gasolina que lo convierte en un aditivo más limpio y de menos emisiones.

En otras palabras, el metanol puede ser empleado como anticongelante, disolvente y combustible, también es usado, por ejemplo, para fabricar líquidos limpiaparabrisas hasta botellas de plástico, pinturas para los CD y DVD, cuidados de la salud y productos farmacéuticos.

Además, el metanol es una fuente de energía para la economía emergente del hidrógeno, en donde se involucran muchos aparatos tales como computadoras portátiles, hasta teléfonos celulares, hasta en juguetes como carritos y scooters. Así también, el metanol se usa para el tratamiento de aguas y aguas superficiales contaminadas (lagos y ríos) a través de un proceso llamado desnitrificación (véase tabla 2.1).

## **2.2 DEFINICIONES PREVIAS**

### **CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS EN EL METANOL. EFECTOS EN EL SER HUMANO**

El metanol es el primer miembro en la familia de los alcoholes alifáticos, cuya fórmula química es  $\text{CH}_3\text{OH}$ . Este líquido es ligero, incoloro, inflamable y tóxico. Característica esencial de este alcohol es su alto punto de ebullición, esto debido a que aparte de los enlaces C-H existentes, están adicionalmente presente los enlaces puente de hidrógeno, esto debido a la presencia del oxígeno (líquidos asociados), presentando además una alta polaridad. Además, el metanol presenta un alto calor de vaporización, y una relativa baja volatilidad. Debido al alto contenido de oxígeno en el metanol, es por eso que se le considera como componente de una mezcla de gasolina de bajas emisiones de CO e hidrocarburos (alto RON = 112).

Químicamente hablando, se sabe que los alcoholes presentan una alta reactividad, y el metanol no está exento de esa afirmación. De él se puede obtener por oxidación formaldehído, por carbonilación ácido acético, por

deshidratación y polimerización una gasolina de alto octanaje (MTG), MTBE y TAME por reacción con isobuteno e isoamilenos, etc.

Una característica es que el metanol arde con una llama invisible, y en mezcla con el aire puede llegar a ser explosivo. Reacciona violentamente con oxidantes, los cuales pueden llegar a formar una mezcla muy explosiva.

El metanol es tóxico, puede absorberse por inhalación, por la piel y por ingestión. A elevadas concentraciones, el metanol puede causar dolores de cabeza, mareos, náuseas, vómitos y la muerte. Una exposición aguda puede ser causa de una acidosis metabólica (acidez excesiva en la sangre), que trae como consecuencia ceguera. Una exposición crónica puede ser causa de daños a los riñones y al hígado.

A diferencia del ser humano, el metanol presenta una baja toxicidad para los organismos acuáticos y terrestres. Es por eso que se afirma que el metanol no es un material peligroso para la naturaleza.

<b>TABLA 2.1: USOS DE LOS DERIVADOS PRIMARIOS DEL METANOL</b>		
<b>Derivados Primarios</b>	<b>Derivados</b>	<b>Factores de Demanda</b>
Formaldehído	<p>Úrea Formaldehído</p> <p>Fenol Formaldehído</p> <p>Resinas de Acetileno</p> <p>MDI (difencilmetano diisocianato).</p> <p>MDF (cartón madera de mediana densidad).</p>	<p>Remodelaciones, actividades relacionadas a la construcción, producción de automóviles.</p> <p>Sustitución de paneles por maderas sólidas.</p> <p>Cambios de paneles de madera.</p> <p>Crecimiento de productos químicos de alta tecnología.</p>
Ácido Acético	<p>VAM (Acetato de Vinilo Monómero).</p> <p>Anhídrido Acético.</p> <p>Ácido Tereftálico.</p> <p>Acetato y ésteres solventes.</p> <p>AAS (Ácido acetilsalicílico).</p>	<p>Construcción, producción de bienes duraderos, producción de automóviles.</p> <p>Legislación de aire limpio (VOCs, HAPs).</p> <p>Tendencias en empaquetados, crecimiento en reciclados de plásticos.</p> <p>Pinturas y barnices.</p>
Combustibles Limpios	<p>Metanol y mezclas Agua-Metanol para aplicaciones de celdas combustibles.</p> <p>Gasolina Reformulada (MTBE).</p> <p>(M85, M100, combustible para automóviles de carrera).</p>	<p>Demanda por mejor salud/medio ambiente limpio, metas legislativas sobre aire limpio.</p> <p>Reemplazo de componentes de gasolina (plomo, aromáticos).</p> <p>Seguridad y rendimiento del motor.</p>
Otros	<p>Metil metacrilato.</p> <p>Metilaminas.</p> <p>Clorometanos</p> <p>PET (polietileno tereftalato).</p>	<p>Producción química total.</p> <p>Actividad económica general.</p> <p>Desarrollo de combustibles alternativos.</p> <p>Presiones Medioambientales.</p>

## **CAPÍTULO III**

### **ESTUDIO DE MERCADO**

El estudio de mercado comprende la materia prima que vamos a utilizar, en este caso, el gas natural, y el Metanol. También para esto, vamos a dirigirnos al caso de algunos derivados del metanol, tales como el formaldehído y el MTBE, principales derivados del metanol.

#### **3.1. GAS NATURAL**

En el Perú se tiene el Gas Natural, el cual está destinado principalmente a la generación eléctrica y a su uso como combustible en áreas industriales, comerciales y residenciales, además del futuro proyecto de la exportación como Gas Natural Licuado a México y Estados Unidos. Hasta el día de hoy no se ha pensado en el uso del Gas Natural como Materia Prima para el inicio de una cadena productiva petroquímica.

#### **PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DESTINADA A VENTAS**

Actualmente, la producción de gas natural en los yacimientos exceden los requerimientos del mercado nacional por lo que su producción destinada a ventas está supeditada a los requerimientos del mercado. En este sentido, la producción de gas natural destinada a ventas en cada uno de los yacimientos productores es equivalente a los estimados volumétricos de demanda, según área de influencia.

De acuerdo al plan nacional, tenemos que en el año 2014, la producción de gas natural destinada a ventas en el Noroeste será de 17,1 MMPCD; en la Selva Central, esta producción se estima en 47,2 MMPCD; mientras que la producción para ventas en la Selva Sur será del orden de 1136,7 MMPCD, incluyendo a partir del año 2009 la producción destinada a la exportación (véase tabla 3.1 y

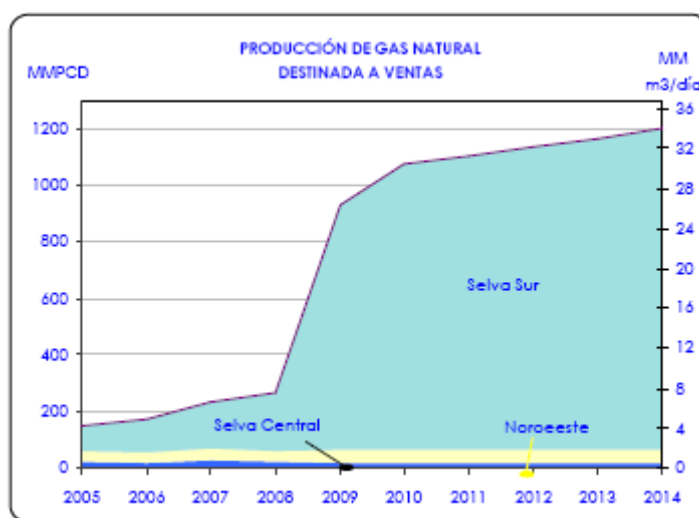
figura 3.1). Cabe destacar que esta producción está destinada para usos eléctrico, residencial y vehicular, no proyectadas para la industria petroquímica.

PRODUCCION DE GAS NATURAL DESTINADO A VENTAS

MMPCD	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1.- Noroeste	22,0	21,0	27,5	21,2	18,5	17,7	16,5	17,2	16,8	17,1
2.- Selva Central	36,9	36,1	41,8	39,7	44,8	46,0	46,7	46,8	46,8	47,2
3.- Selva Sur (1)	89,5	116,0	162,6	206,6	869,2	1012,3	1040,0	1071,6	1102,6	1136,7
<b>TOTAL MERCADO DE GAS NATURAL</b>	<b>148,4</b>	<b>173,2</b>	<b>231,9</b>	<b>267,5</b>	<b>932,5</b>	<b>1076,1</b>	<b>1103,2</b>	<b>1135,6</b>	<b>1166,3</b>	<b>1201,0</b>

(1) Comprende el mercado interno y el proyecto de exportación de LNG a partir del 2009.

**Tabla 3.1: Producción de Gas Natural destinada a ventas.**  
(Fuente: Plan referencial de hidrocarburos 2005-2014)



**Figura 3.1: Gas Natural destinado a ventas.**  
(Fuente: Plan referencial de hidrocarburos 2005-2014)

## PRECIOS DEL GAS NATURAL

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 liberalización que se de a este producto. Así, tenemos que los precios del Gas en otros países como Estados Unidos que llegó a bordear los \$8 por MMBTU son mas caros

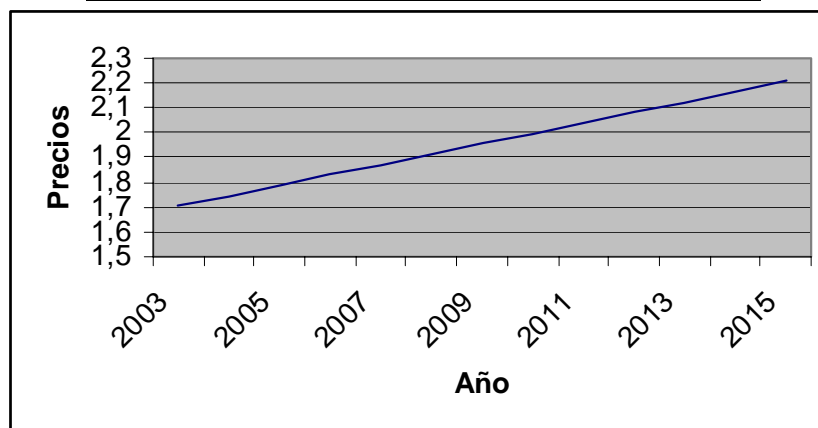
que en países Latinoamericanos, cuyo precio del gas está de \$3 a \$5 dólares por MMBTU.

En 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 de 1.746 US \$ por MMBTU, teniendo un comportamiento lineal en el aumento<sup>1</sup>. Cabe resaltar que esos precios son los precios para la central termoeléctrica de Malacas (usuario eléctrico), regulados por OSINERG.

Para esto, presentamos un cuadro de valores del precio del Gas Natural hasta el año 2015.

**Tabla 3.2: Precios del gas natural en el Noroeste años 2003-2015**

Año	Precio (US\$/MMBTU)
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



**Figura 3.2: Variación de precios del gas natural de los yacimientos del Noroeste de acuerdo a la tabla 3.2**

<sup>1</sup> Fuente de: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe)

Para el gas proveniente de Camisea hacia la planta de Pisco, el precio actual para el usuario eléctrico es de 2.04 US\$ por MMBTU (fuente: Pluspetrol, OSINERG).

## **3.2 METANOL Y SUS DERIVADOS**

### **3.2.1 METANOL, EL INICIADOR DE UNA GRAN INDUSTRIA EN EL PERÚ**

Como una conclusión de lo mencionado hasta ahora, el metanol es un producto cuyo mercado está caminando en forma emergente, a medida que se van descubriendo nuevas aplicaciones.

El metanol se usa para la fabricación de muchos productos como pinturas, enchapados, textiles sintéticos, selladores de silicona, y envases plásticos, entre otros. Al utilizarlo como componente en la gasolina, el metanol aumenta el octanaje de la misma, la cual luego quema más limpiamente y produce menos emisiones.

A diario se descubren nuevas aplicaciones del metanol y la gran mayoría de compañías en el mundo están comprometidas a trabajar entre si y con diversas industrias para desarrollar nuevos productos que pongan en buen uso el metanol o sus derivados, de manera segura y sin dañar el medio ambiente.

En 2003, el mercado del metanol centró su atención en productos y servicios relacionados con el metanol, que prometieran grandes beneficios medioambientales y fueran altamente sostenibles. Como resultado, muchas compañías cambiaron su enfoque, alejándose del desarrollo de grandes celdas combustible en el transporte, y se ocupó del uso de pequeñas celdas combustible de metanol directo en aplicaciones electrónicas y de transporte. También exploró la comercialización del metanol en organizaciones relacionadas con la limpieza medioambiental, siendo que el metanol es usado por muchos gobiernos municipales como agente para remover nitratos de aguas servidas.



Cabe destacar que Perú ha aumentado la importación de metanol del 31 al 33% desde el año 2002, y sucede lo mismo o el aumento es aún mayor con los demás productos. Un ejemplo es el PET, que ha subido de 52000 TM en el año 2002 a 92000 TM en este año hasta la fecha, con un crecimiento aproximado de 77%.<sup>2</sup>

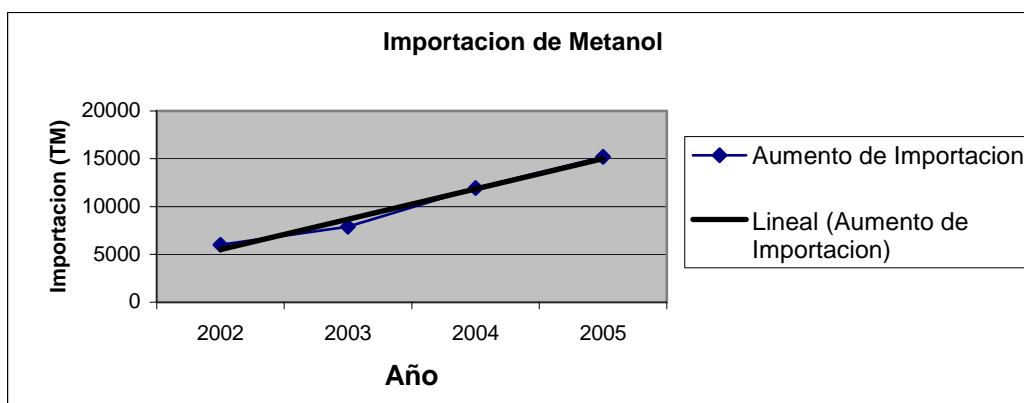
Según estudios de la APLA, el Perú es, entre los países de una petroquímica escasa o nula, el importador de metanol más significativo de Latinoamérica, con actualmente 15200 TM por año (promedio año 2005 hasta la fecha). La importación del Perú viene mayormente de países como Venezuela y los Estados Unidos de Norteamérica. Otros países de importación son Canadá, Alemania, Irlanda, España, India y México.

**Tabla 3.3: Importación de Metanol años 2002 al 2005**

(Fuente: [www.aduanet.gob.pe](http://www.aduanet.gob.pe), Estado de Situación de la Industria Petroquímica en América Latina. APLA-2003)

Año	2002	2003	2004	2005
TM	6000	7886.802	11941.478	15200

A continuación, presentamos una línea de tendencia para la importación del metanol con los datos de los años 2002 al 2005.



**Figura 3.3: Importación de metanol de acuerdo a la Tabla 3.3.**

<sup>2</sup> Fuente obtenida de [www.aduanet.gob.pe](http://www.aduanet.gob.pe)

La tendencia del crecimiento de mercado de metanol se hizo interpolando datos de los años anteriores de las importaciones de metanol, por lo que se obtuvieron los datos de la tabla anterior, con una línea de tendencia que representa muy bien el comportamiento de las variables.

Pero también hay que destacar los derivados del metanol, como por ejemplo el ácido acético, en donde se está importando 5000 TM al año, 92000 TM de PET al año, 9200 TM de Metacrilatos, 8253 TM de HCN y derivados, 5300 TM al año de Acetato de Vinilo, entre otros compuestos.

Esta es otra razón más por la que una Planta de Metanol deba impulsarse en el territorio peruano, aprovechando los recursos gasíferos que tenemos en el país, y el impulso que se está dando actualmente.

### 3.2.2 LATINOAMERICA

**Capacidad Instalada de Metanol En Latinoamérica:** El 15% de la capacidad mundial instalada de metanol radica en Latinoamérica (esto sin incluir Trinidad y Tobago, que por si sola tiene 3 millones de toneladas al año de capacidad), con la producción a partir del gas natural como materia prima. En la Tabla 3.4 se muestran estas capacidades.

<b>TABLA 3.4: CAPACIDAD DEL METANOL EN LATINOAMÉRICA</b>				
<b>(Fuente: <i>Estado de Situación de la Industria Petroquímica en América Latina. APLA-2003</i>)</b>				
<b>País</b>	<b>Empresa</b>	<b>Localización</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Capacidad (Mt/a)</b>
Argentina	REPSOL YPF	Plaza Huincul	Lurgi	400
	RESINFOR METANOL	Pto. General San Martín		50
Brasil	METANOR	Camacari	ICI	83
	PROSINT	Río de Janeiro		160
Chile	METHANEX	Punta Arenas	BASF, ICI	2930
Venezuela	METOR	Jose, Anzoátegui	Mitsubishi	750
	SUPERMETANOL	Jose, Anzoátegui	Ecofuel	770
México	PEMEX	San Martín Texmelucan, Puebla	Lurgi, Lummus	172
<b>Total</b>				<b>5315</b>

De las empresas indicadas en el cuadro anterior, Methanex destaca por tener la mayor capacidad instalada en Latinoamérica en 2930 Mt/año, la capacidad en Latinoamérica (sin indicar Trinidad) es de 5315 Mt/a.

Conviene señalar que entre los proyectos de ampliación de capacidad de metanol, se encuentra la cuarta planta de Methanex con tecnología Lurgi que inició operaciones a principios del año 2005, llevando la capacidad a casi 4 millones de TM/año. Esta planta, al igual que las tres ya existentes, se destina a mover casi todo su producto hacia el exterior, utilizando para ello barcos, uno de los cuales, el Millenium Explorer que es propiedad de Methanex puede transportar 96000 toneladas.

En países como Brasil y Colombia, donde se utiliza el Tereftalato de Dimetilo (DMT) en la producción de fibras poliéster y resina PET, suelen existir pequeñas unidades que recuperan el metanol coproducido durante la policondensación con etilenglicol y que significan una fuente adicional de dicho insumo. Dichas plantas no han sido incluidas, al no aportar mayormente al total de la capacidad instalada de la región.

El caso de Chile, quien es uno de los países de mayor capacidad de metanol en Latinoamérica, es el siguiente: La primera unidad de Methanex es de tecnología BASF (capacidad: 895Mt/a), mientras que la segunda y tercera (caps: 997Mt/a y 1040 Mt/a) son de ICI.

La producción y venta de metanol, por país se muestra seguidamente:

<b>TABLA 3.5: PRODUCCIÓN Y VENTA DE METANOL EN LATINOAMÉRICA</b>					
<i>(Fuente: Estado de Situación de la Industria Petroquímica en América Latina. APLA-2003)</i>					
<b>País</b>	<b>Producción (mTM/año)</b>	<b>Importación (mTM/año)</b>	<b>Ventas externas (mTM/año)</b>	<b>Consumo aparente (mTM/año)</b>	<b>Consumo per cápita (Kg./hab)</b>
Argentina	158	30	44	144	3.8
Brasil	233	261	0	494	2.8
Chile	2925	0	2850	75	5.0
Venezuela	1337	0	1082	255	10.2
México	169	259	2	426	4.1
<b>Total</b>	<b>4822</b>	<b>550</b>	<b>3978</b>	<b>1394</b>	

Cabe destacar que Chile es el mayor productor de Metanol en Latinoamérica, y uno de los primeros productores en el mundo, bajo la empresa METHANEX. La Materia Prima, el Gas Natural, proviene de Argentina a un bajo costo. Este metanol proveniente de Chile es exportado a Estados Unidos principalmente, y a los países de la zona Asia-Pacífico.

Pero, para entender mejor las cifras anteriores, importa analizar los datos correspondientes a los principales derivados del metanol, ya que el mercado no solo se rige por el metanol propiamente dicho, sino por los derivados que podamos obtener a partir de este. Los dos más importantes, ya mencionados, que representan un 60% del total mundial, son el formaldehído y el MTBE.

### **A) FORMALDEHÍDO**

El formaldehído es un producto gaseoso que se comercializa principalmente en soluciones acuosas (la formalina, que va desde un 37% hasta un 55%). Las capacidades y producciones de formaldehído se expresan normalmente como si todo fuera al 37%. Se obtiene por oxidación del metanol con dos sistemas catalíticos alternativos, ambos muy usados (plata y molibdato férrico).

El formaldehído es probablemente el producto petroquímico con mayor cantidad de productores por país, por lo que se ha preferido indicar la capacidad total y nombrar a los productores (salvo en México) en orden decreciente de su tamaño

(ej: en Brasil el mayor productor es Synteko). En la siguiente tabla, las capacidades están expresadas como formaldehído al 37%:

<b>TABLA 3.6: CAPACIDAD DE FORMALDEHÍDO EN LATINOAMÉRICA</b>		
<i>(Fuente: Estado de Situación de la Industria Petroquímica en América Latina. APLA-2003)</i>		
<b>País</b>	<b>Productores</b>	<b>CAP (Mt/a)</b>
ARGENTINA	Resinfor Metanol, Resinas Concordia, Atanor	104
BRASIL	Synteko, Copenor, Borden Qca., Elekeiroz, Atocina, Dynea, Royalplas, Shenectady, Sulana	700
CHILE	Oxiquim, Georgia Pacific, Resinas Bio-Bio	200
COLOMBIA	Interquim	S.D.*
VENEZUELA	Oxinova, Intequim, Resimón	110
MÉXICO	Adhesivos Formoquimia, Delgar, Rexcel, Soquimex, Mallinckrodt, Q.B., Neste, Ind. Qca. Pacífico	182
<b>TOTAL</b>		<b>1296</b>

\* Sin Datos. Colombia tiene baja capacidad, utiliza el metanol recuperado de PET

El formaldehído es un producto para el cual casi no se registra comercio exterior, entre otras razones por ser de uso preferentemente cautivo y porque su alto contenido de agua hace costoso su desplazamiento. Los datos de producción relevados por país han permitido apreciar que las plantas en América Latina han operado en muchos casos a baja carga en el año 2002, particularmente en Argentina y Venezuela.

La capacidad de Brasil varía según la fuente y se han encontrado valores que van desde 600 MTm/año hasta 750 MTm/año, habiéndose adoptado un valor de “compromiso” de 700 MTm/año. Varias de las plantas de formaldehído están localizadas en el estado de Paraná (Araucaria, Curitiba) que concentra un 40% del total y el resto están en Sao Paulo, Bahía y Minas Gerais.

El principal uso del formaldehído es la elaboración de resinas termorrígidas: las fenólicas (fenol-formaldehído) y las ureicas (urea-formaldehído y melamina-formaldehído). Estas últimas son las más utilizadas en la industria de la madera.

Otro uso menor es la producción de pentaeritrol, un polialcohol cuya otra materia prima es el acetaldehído, que se usa en la fabricación de resinas alquílicas y en explosivos y lubricantes. En América Latina hay solo dos empresas que

producen pentaeritrol: Oxiquim en Viña del Mar (capacidad: 14000 TM/año) y Copenor (capacidad 21000 TM/año). Ambas empresas elaboran el acetaldehído a partir del alcohol etílico.

## **B) METIL TERBUTIL ÉTER (MTBE)**

El MTBE es un producto muy utilizado en la formulación de gasolinas por sus propiedades antidetonantes y alto octanaje, es su uso principal, aunque puede servir como una fuente de isobutileno si se produce la reacción inversa a su formación. Esta requiere de dos materias primas, el isobutileno y el metanol.

La capacidad mundial de MTBE se ha incrementado aproximadamente más de cinco veces de 1986 a 1992. El año 2000 la capacidad mundial de MTBE era de 25 millones de toneladas anuales, casi la mitad localizada en Estados Unidos, donde están comenzando a prohibir su uso en algunos estados (California por ejemplo). La capacidad de MTBE en América Latina es la siguiente:

<b>TABLA 3.7: CAPACIDAD DEL MTBE EN LATINOAMÉRICA</b>			
<i>(Fuente: Estado de Situación de la Industria Petroquímica en América Latina. APLA-2003)</i>			
<b>País</b>	<b>Empresa</b>	<b>Localización</b>	<b>Capacidad (Mt/a)</b>
Argentina	REPSOL YPF	Ensenada	60
	REPSOL YPF	Luján de Cuyo	48
	SOL PETRÓLEO	Campana	30
Brasil	BRASKEM	Camacari	163
	COPEL	Triunfo	115
	PETROBRAS	Varias	270
Venezuela	SUPEROCTANOS	Jose, Anzoátegui	600
México	PEMEX	Varias	344
<b>TOTAL</b>			<b>1630</b>

Argentina es importador neto, Brasil y Venezuela son fuertes exportadores de MTBE, y el balance da a América Latina como exportador neto de MTBE.

### C) PERFIL DEL CONSUMO DE METANOL

En función de las capacidades de los principales derivados del metanol: formaldehído, MTBE, Teramil metil eter (TAME) y Dimetil tereftalato (DMT), se ha llegado a establecer el perfil de consumo aproximado siguiente (en %):

<b>TABLA 3.8: PERFIL DE CONSUMO APROXIMADO EN LATINOAMÉRICA</b> (Fuente: Estado de Situación de la Industria Petroquímica en América Latina. APLA-2003)				
<b>PAÍS</b>	<b>FORMALDEHÍDO</b>	<b>MTBE+TAME</b>	<b>DMT</b>	<b>OTROS</b>
ARGENTINA	30%	60%	0%	10%
BRASIL	50%	25%	5%	20%
CHILE	85%	0%	0%	15%
VENEZUELA	15%	80%	0%	5%
MÉXICO	15%	35%	30%	20%

Chile, y en menor medida Brasil, poseen una fuerte demanda de formaldehído, mientras que en Argentina domina la producción de MTBE y TAME.

Cabe señalar que dentro de otros se ha incluido la producción de metilaminas, metacrilato de metilo (MMA) y la formulación de solventes. En cambio, no aparece un uso importante del metanol a nivel mundial; la producción de ácido acético por carbonización de metanol, ya que ese proceso no se usa en ninguna planta en América Latina.

A continuación mostramos un cuadro resumen de lo tratado en estos puntos:

<b>Tabla 3.9. Cuadro Resumen del Metanol en Latinoamérica (por país)</b>								
<b>Capacidades (en Mt/a)</b>								
<b>ARG</b>	<b>BRA</b>	<b>CHI</b>	<b>COL</b>	<b>VEN</b>	<b>MEX</b>	<b>1.TOTAL</b>	<b>2. MUNDO</b>	<b>½(%)</b>
450	243	2930	0	1520	172	5315	35000	15.2
<b>Producción (en Mt/a)</b>								
<b>ARG</b>	<b>BRA</b>	<b>CHI</b>	<b>COL</b>	<b>VEN</b>	<b>MEX</b>	<b>Total</b>		
158	233	2925	0	1337	169	4822		
<b>Importación (Mt/a)</b>								
<b>ARG</b>	<b>BRA</b>	<b>CHI</b>	<b>COL</b>	<b>VEN</b>	<b>MEX</b>	<b>Total</b>		
30	261	0	0	0	259	550		
<b>Exportación (Mt/a)</b>								
<b>ARG</b>	<b>BRA</b>	<b>CHI</b>	<b>COL</b>	<b>VEN</b>	<b>MEX</b>	<b>Total</b>		
44	0	2850	0	1082	2	3978		
<b>Consumo Aparente (Mt/a)</b>								
<b>ARG</b>	<b>BRA</b>	<b>CHI</b>	<b>COL</b>	<b>VEN</b>	<b>MEX</b>	<b>Total</b>		
144	494	75		255	426	1394		

### 3.3 MERCADOS INTERNACIONALES

El metanol es uno de los productos orgánicos más utilizados en el mundo. En Estados Unidos es uno de los primeros en el top 20 de los productos químicos orgánicos, y mundialmente es el segundo después del amoniaco y antes del hidrógeno como productos provenientes del gas de síntesis. El metanol actualmente tiene una capacidad mundial promedio de 35 millones de toneladas al año.

#### 3.3.1 MERCADO NORTEAMERICANO

El Mercado Norteamericano es uno de los que ha tenido mucha volatilidad. Cabe destacar que alrededor del año 2000 al 2001 Estados Unidos ha hecho una campaña “anti-MTBE”, el principal producto obtenido a partir del metanol debido a “daños ambientales y a la salud”. Además, el alto costo del Gas Natural y la eliminación progresiva del MTBE han creado la especulación de que muchas plantas de metanol cerrarían sus puertas en el mundo. Sin embargo, plantas con un bajo costo de gas natural en países como Chile, Guinea, Trinidad e Irán continuarán con una posición competitiva.

**Tabla 3.10: PRECIO DEL GAS NATURAL EN ESTADOS UNIDOS EN LOS ÚLTIMOS 7 AÑOS**

<b>Año</b>	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Precio (US \$/MMBTU)</b>	3.10	4.62	5.72	4.15	5.85	6.00	6.75

Por tanto, resulta más favorable la importación de Gas Natural de países como Trinidad y Tobago debido al bajo costo que este tiene. Asimismo ya se están construyendo embarcaderos para recibir LNG en estados como California, Louisiana, Texas, además de ampliación para los embarcaderos existentes de LNG para Maryland, Georgia y Massachussets.

Este mismo precio del gas natural trae como consecuencia que sea más rentable la importación de metanol de países como Trinidad y Tobago, Venezuela y Chile que manufacturarlo dentro de Estados Unidos. Además, una



demanda sólida y en aumento y el suministro fuerte de metanol han influido en la importación de este producto.

Asimismo, los precios altos del gas natural en los Estados Unidos han influido en una gran proporción en el desempeño económico de plantas de metanol. Por ejemplo, Methanex, una de las compañías que tiene el 17% del mercado del metanol, ya ha anunciado planes para el cierre de su planta en Kitimat, Canadá, con una capacidad de 500000 TM/año, de tecnología ICI, debido al alto costo del gas natural estadounidense, su principal proveedor de materia prima.

Especialistas norteamericanos afirman que en la actualidad, los Estados Unidos se ha convertido en un país prácticamente importador de metanol, y esta importación seguirá en aumento a medida que la producción de metanol disminuya, particularmente por la disminución en el consumo de MTBE y así se sumen más cifras a las importaciones.

Datos históricos revelan que el mercado norteamericano es el mayor consumidor de metanol en el mundo hasta la presente fecha, consumiendo 34.4% del metanol global producido. Los altos costos de la materia prima iniciarán una mayor racionalización de la capacidad estadounidense de metanol en el futuro.

**TABLA 3.11: DATOS HISTÓRICOS DE CAPACIDAD MUNDIAL DEL MTBE**

	1990		1991		1992		1993		1994	
	MTm/a	Bbl día	MTm/a	Bbl día	MTm/a	Bbl día	MTm/a	Bbl día	MTm/a	Bbl día
Total U.S.	5571	131100	7016	165000	8186	192500	8186	192500	8654	195600
Total Asia / Medio Oriente	953	22458	1408	33168	1908	44918	2208	51918	2208	51918
Total Europa del Este	291	6930	291	6930	1001	23530	1001	23530	2501	58780
Total Europa Oriental	2645	61600	2645	61600	3145	73350	3145	73350	3145	73350
Total Canadá y Sudamérica	660	15490	660	15490	2150	50540	2905	68290	2905	68290
Total Mundial	10120	237578	12020	282188	16390	384838	17445	409588	19413	447938

Además, el consumo de productos basados en el metanol en los Estados Unidos está en declive, refiriéndonos especialmente al MTBE. El consumo de MTBE baja tanto porque la petroquímica deja de producir este compuesto como también por la remoción de la mezcla de gasolinas. Pero, con los otros productos derivados del metanol no ocurre esa tendencia tan notoria, parte de la demanda se satisface aún con petroquímica estadounidense, y con la importación, cada vez en aumento.

### **3.3.2 EUROPA**

Esta región retiene una demanda robusta de metanol. Europa importa y exporta metanol en volúmenes bastante significativos. La producción de formaldehído es la mayor de los derivados bases, además de ser el mayor productor en la actualidad de MTBE y sus derivados en el mundo. El Caribe y el Medio Oriente son los exportadores clave del metanol hacia el mercado Europeo.

### **3.3.3 MEDIO ORIENTE/ÁFRICA**

El Medio Oriente es el mayor productor de metanol en la región. La demanda de metanol en la región es nula, y la mayor parte de la producción es destinada a exportación hacia Europa y la región Asia – Pacífico. Esta región tiene cerca de 8 MMTon de capacidad instalada; los planes de expansión incluirían además 4 MMTon de capacidad con plantas ya existentes y la construcción de plantas nuevas para el 2007.

### **3.3.4 ASIA – PACÍFICO**

Esta región se caracteriza por ser el mayor consumidor de metanol en crecimiento. China es responsable para la mayoría de la demanda creciente en la región. La exportación de metanol por Chile y el Medio Oriente satisface la demanda de esta región. Ya se anunciaron varias expansiones en la capacidad

para el área, sin embargo estos proyectos aún no están completos. La mayoría de la producción de metanol en China se basa en carbón y en instalaciones pequeñas de alto costo de producción, trayendo como consecuencia que sea un gran importador de metanol.

**Tabla 3.12: Demanda Mundial de Derivados del Metanol en MTm/año**

<i>Uso final</i>	<b>2003</b>	<b>2007</b>	<b>2010</b>	<b>Crecimiento Promedio, %</b>
Formaldehído	11396	13348	14788	3.8
MTBE	7062	5394	4694	-5.7
Ácido Acético	3348	4244	4763	5.2
DMT y MMA	1642	1842	1986	2.8
Combustibles	1115	1327	1565	5.0
Otros usos	6226	7613	8561	4.7
<b>Uso total</b>	<b>30789</b>	<b>33768</b>	<b>36357</b>	<b>2.4</b>
Capacidad	37195	42930	46515	3.2
Producción	30789	33768	36357	2.4
Exportaciones	16487	21904	25073	
Importaciones	16487	21904	25073	

Fuente: *Jim Jordan & Associates, LLP. Hydrocarbon Processing Diciembre 2004*

### 3.4 EL METANOL COMO ENERGÉTICO<sup>3</sup>

El metanol es comercializado mundialmente como un “commodity”, tal como los combustibles refinados del petróleo. Como cualquier “commodity”, su precio puede variar por la oferta y la demanda. En promedio, su precio ha ido declinando los últimos 75 años desde su entrada al mercado como un producto sintético. Cuando el mercado se expandió, lo mismo que las plantas, ya planeadas y construidas con diseños de ingeniería y componentes útiles, los costos fueron bajaron, y como se comentará después, al parecer esta tendencia seguirá en los próximos 15 años.

El transporte del metanol, si se envía a puertos, se hace por grandes embarcaciones, en donde el precio del transporte por tonelada puede variar en un  $\pm 20\%$ , de acuerdo a la situación del mercado. Una vez que ha llegado a un

<sup>3</sup> Fuente: La Economía del Metanol en Nigeria basados en costos bajos de grandes recursos de gas. <http://www.deltastate.gov.ng/powerenergy271102a.htm>

puerto, el metanol puede transportarse por camiones-tanque o ferrocarriles, de acuerdo a la distancia.

La meta de los diseñadores es de traer abajo los costos de envío al terminal de metanol en una base de BTU mas baja que la del GNL o menos. Es decir, si usamos el metanol como energético, nos costará nada más el transporte al distribuidor por un camión tanque, y luego el consumidor final se lo puede llevar en una cisterna.

Esto no sucede con el GNL, debido a que este debe ser primero regasificado, luego transportado en ductos a varios consumidores que justifiquen económicamente el transporte de gas. Es decir, con el gas natural obtenemos el producto a \$1 por MMBTU, luego con el transporte hasta el consumidor final, alcanzamos aproximadamente los \$4.5 por MMBTU.

En el caso del petróleo, a \$25 dólares el barril, el crudo cuesta \$4.8 por MMBTU, y eso antes de agregarle el costo por todo el proceso de refinación.

Con la tecnología actual, el metanol puede bajar el nivel de costo de MMBTU a un estimado de \$3.7 por MMBTU. Si lo combinamos con la producción de energía eléctrica en plantas grandes, el nivel podría alcanzar los \$2.8 por MMBTU.

Sin embargo, los nuevos mercados deben desarrollarse en los niveles de costo actuales, el cual, a través de los años, ha llegado al promedio de  $\$6.2 \pm 1.5$  por MM BTU con bajas ocasionales hasta \$4.1 por MM BTU, lo último representa los costos con algún retorno en la inversión para plantas grandes de metanol con el gas barato.

La dirección general del precio del petróleo crudo apunta hacia arriba, debido a que es un commodity, mientras que la mayoría del gas natural producido en el mundo se tasa independientemente del petróleo crudo ya que no conseguiría de

otra manera colocarse en el mercado. El recurso base para el gas es al menos tan grande como el petróleo crudo convencional y algunos analistas afirman que las reservas del gas son mucho más grandes, sin contar las fuentes extensas como los hidratos del metano.

Cuando el metanol compita con la gasolina para el combustible del transporte o con keroseno para el combustible doméstico, los niveles respectivos del precio al por menor sería, antes de impuestos, cerca de \$7.0 por MMBTU para el mercado de la gasolina (con una distribución eficiente) y \$7.4 a \$11 por MMBTU para el mercado del kerosene (que tiene un sistema menos eficiente de la distribución).

Con plantas existentes más eficientes de metanol capaces de permanecer en el negocio cerca de \$4 por el MMBTU entregado a los terminales, y las plantas de mañana capaces de empujar constantemente debajo de \$4 por barril, la oportunidad para el metanol como un combustible es evidente, especialmente cuando se considera que el metanol, para ciertas aplicaciones, tiene características superiores justificando un costo de BTU más alto que los combustibles del petróleo.

### **3.4.1 METANOL Y CELDAS DE COMBUSTIBLE**

Las celdas de combustible actualmente están ganando terreno como fuente de energía. El objetivo de las celdas de combustible es de proporcionar energía del tipo eléctrico a partir del hidrógeno obtenido de diferentes sustancias, siendo esta fuente de energía más eficiente y limpia que los combustibles fósiles como el petróleo. Las celdas de combustible tienen el gran potencial de reemplazar a los motores de combustión interna en vehículos, además de proporcionar energía en aplicaciones motoras fijas y portátiles debido a su limpieza, eficiencia y flexibilidad.

Una de las sustancias que hace posible el funcionamiento de las celdas de combustible es el metanol con un 100% de pureza, en donde se mezcla con vapor de agua y se lleva a la parte anódica de la celda, haciendo posible su funcionamiento. La ventaja del metanol es la alta densidad molecular que presenta con respecto al hidrógeno, además de su fácil manejo y transporte.

Las proyecciones para el mercado de metanol en este rubro advierten que pueden suceder dos hechos importantes:

- (1) Se abrirá el mercado de metanol como químico, propagándose además el mercado del metanol con mucha fuerza como fuente de energía, después de 10 años máximo de discusión e investigación.
- (2) Veremos el advenimiento de las plantas de cogeneración de energía eléctrica de metanol, existiendo ya algunas plantas que exportarán para dar energía, existiendo una sinergia entre ambos. El famoso "Cool Water" integró la gasificación de carbón y proyecto de ciclo combinado viendo el concepto de la fabricación y el almacenamiento del metanol cuando todo el gas no es necesario para energía. Otra variante es la integración del reformado de gas y la generación de poder de ciclo combinado en el que se fabrica metanol del grado combustible o de menor calidad del metanol obtenido en procesos.

### **3.5 PRECIOS HISTÓRICOS DEL METANOL**

Se ha obtenido la lista de precios históricos del metanol a partir de Mayo del 2001 hasta Septiembre del 2005. A continuación presentamos la lista de los precios y la tendencia que tienen estos hasta la fecha.

**Tabla 3.13: PRECIOS HISTÓRICOS DEL METANOL POR TONELADA MÉTRICA**  
**(Fuente: Methanex)**

<b>Año 2001</b>	
<b>Fecha</b>	<b>Precio (US \$/TM)</b>
Mayo	256.10
Junio	222.84
Julio	189.58
Agosto	169.63
Septiembre	139.69
Octubre	123.06
Noviembre	133.04
Diciembre	133.04
<b>Año 2002</b>	
<b>Fecha</b>	<b>Precio (US \$/TM)</b>
Enero	124.73
Febrero	119.74
Marzo	124.73
Abril	139.69
Mayo	166.30
Junio	186.26
Julio	206.21
Agosto	206.21
Septiembre	206.21
Octubre	206.21
Noviembre	206.21
Diciembre	206.21
<b>Año 2003</b>	
<b>Fecha</b>	<b>Precio (US \$/TM)</b>
Enero	229.49
Febrero	262.75
Marzo	272.73
Abril	272.73
Mayo	272.73
Junio	272.73
Julio	257.77
Agosto	239.47
Septiembre	232.82
Octubre	226.17
Noviembre	226.17
Diciembre	226.17
<b>Año 2004</b>	
<b>Fecha</b>	<b>Precio (US \$/TM)</b>
Enero	249.45
Febrero	249.45
Marzo	249.45
Abril	249.45
Mayo	249.45
Junio	269.41
Julio	279.38
Agosto	279.38
Septiembre	279.38
Octubre	279.38
Noviembre	299.34
Diciembre	315.97
<b>Año 2005</b>	
<b>Fecha</b>	<b>Precio (US \$/TM)</b>
Enero	315.97
Febrero	315.97
Marzo	315.97
Abril	315.97
Mayo	315.97
Junio	315.97
Julio	299.34
Agosto	299.34
Septiembre	299.34

**Tabla 3.14: Tabla Resumen. Precios Promedio del Metanol por TM de los años 2001 al 2005**

<b>Año</b>	<b>Precio</b>
2001	194.57
2002	165.47
2003	227.83
2004	282.71
2005	310.43

Como se observa en los datos dados, en promedio, el precio del metanol se ha incrementado con respecto al año 2001. El decremento de los precios en los meses del año 2001 y 2002 ha sido porque en ese período tomó mucha fuerza el factor medioambiental del MTBE y provocó que la oferta aumentara hasta llegar a un precio de casi \$120 dólares por tonelada.

A partir de Mayo del 2002, el metanol comenzó a incrementar su valor, esto debido a que salieron a la luz tecnologías nuevas como por ejemplo: el surgimiento de la tecnología: “MegaMethanol” y la tecnología “MTP” de Lurgi, el impulso al desarrollo de las “celdas de combustible”, la generalización en todo el mundo hasta la fecha de las mezclas de gasolinas con metanol (gasoholes), un nuevo derivado combustible como el Dimetil éter (DME), etc.

Desde el año 2002 hasta mediados del 2004 el metanol tomó un ritmo uniforme en el precio. El comportamiento de los mercados del gas y el metanol, la caída inminente de algunos de los grandes productores, y el incremento de importaciones de metanol determinaron un comportamiento del precio del metanol en aumento. Hasta el día de hoy, el metanol ha sufrido una ligera baja con respecto al último precio (de \$315 a \$299 por TM). Se espera que, con las mejoras e innovaciones tecnológicas y la determinación de nuevos usos del metanol, el metanol incremente su precio en el mercado a un ritmo uniforme.



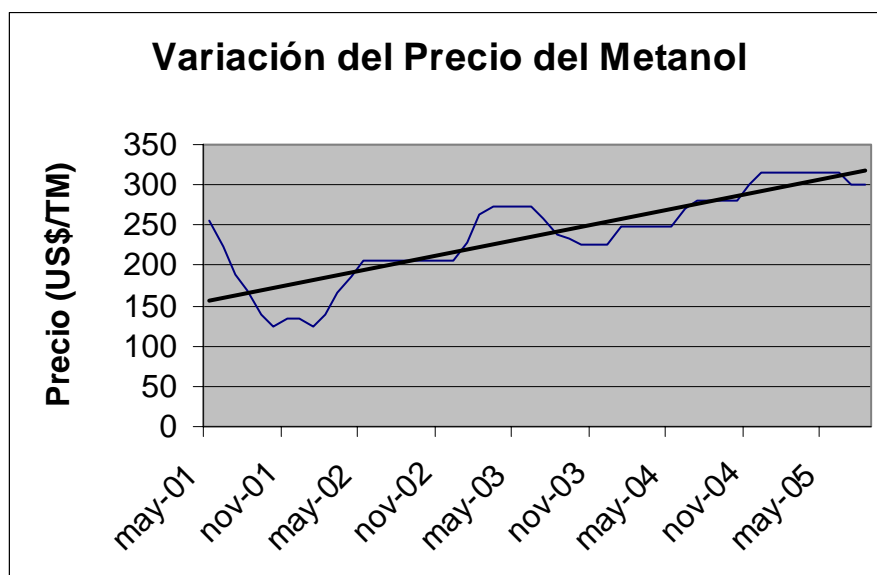


Figura 3.4: Tendencia de los precios del metanol de acuerdo a la tabla 3.13.

### 3.6 PROYECCIÓN MUNDIAL DEL METANOL

El suministro global de metanol y la demanda permanecieron estancados de acuerdo a un nuevo análisis de la industria. De acuerdo a la CMAI, la planeación de interrupciones planeadas y no planeadas, el retraso de los arranques mundiales de instalaciones y una inesperada demanda fuerte (particularmente en China), han continuado para poner una presión significativa en el precio del mercado.

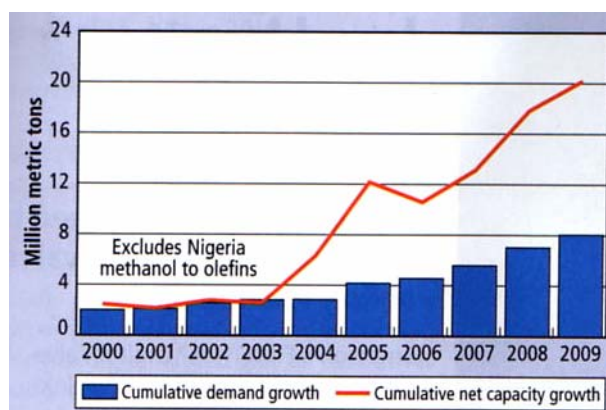
Además, con los suministros establecidos, los altos precios del gas natural en Estados Unidos mantienen un precio siempre presente en la industria. Basados en el ambiente común, la industria necesitará tiempo para beneficiarse de la nueva capacidad de producción de mediados del año 2004.

La demanda total de metanol en el 2004 estaba pronosticada para comportarse como en el 2003, debajo de las 80000 TM. La demanda en el 2005 ha ido teniendo una mejora significativa, con el retorno del crecimiento sólido de los sectores no-MTBE liderando la industria, tales como el mismo metanol, formaldehído, DMT, etc., además de que en Europa aún se produce el MTBE.

Las variables a tener en cuenta: 1) cuanto de la nueva capacidad anunciada va a estar en producción de acuerdo a lo planificado por cada empresa; 2) que impacto habría en el mercado cuando el metanol encuentre su lugar en este.

El estudio de CMAI pronostica que la capacidad del metanol va a aumentar significativamente en los próximos 5 años en 18 millones de toneladas métricas. Una cantidad significativa de instalaciones están planeadas en Sudamérica, el Medio Oriente, Australia, y en especial China. Estas regiones llegarán a ser las áreas mega-productivas y dominarán el suministro de la industria.

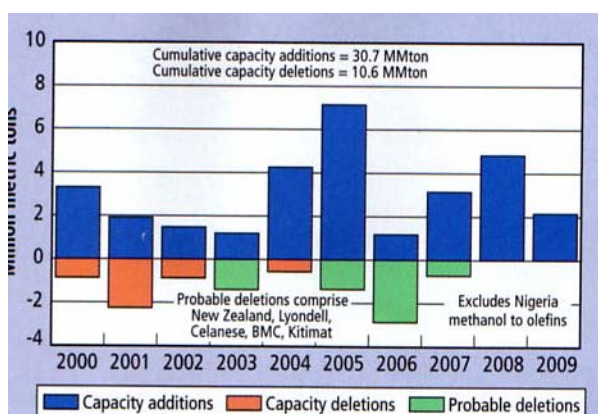
Ya anunciada la capacidad adicional de 18 MMTM, esto desde el 2003, se esperaba que el crecimiento de la demanda en el panorama del 2003 sea de cerca 5 MMTM (figura 3.5). Los altos niveles de racionalización tuvieron lugar después de los anuncios de ampliación y construcción. Los blancos lógicos de venta incluyeron a Norteamérica y Europa, de acuerdo a este estudio.



**Fig 3.5: Capacidad neta acumulada vs. Crecimiento de la demanda en la industria global del metanol (Fuente CMAI. Hydrocarbon Processing Noviembre 2004).**

Sin embargo, la capacidad productiva de estas regiones no será suficiente para compensar la adición inminente de capacidades en la industria del metanol (figura 3.6). Consecuentemente, las instalaciones operativas en Europa Central, la ex Unión Soviética, India, y Asia Sur y Nor Oriental estarán bajo una presión extrema. En consecuencia, las producciones no rentables de metanol se verán obligadas a cerrar. Tal es el caso de los Estados Unidos, en donde se estima

que por el comportamiento del mercado de metanol y gas natural, 4 MMTM de capacidad de metanol se cerrarán hasta el 2008. Lo mismo ocurriría con Europa, en donde la capacidad disminuiría de 1.5 a 2 MMTM, trasladándose toda esta producción a regiones como Latinoamérica y Asia-Pacífico.



**Figura 3.6: Expansión de capacidad vs. Disminución en la industria global del metanol (Fuente CMAI. Hydrocarbon Processing Noviembre 2004).**

Con esto queremos probar que el metanol en la actualidad tiene un mercado creciente que avanza mientras mas va avanzando la tecnología, y que trae como consecuencia una continua baja en los costos. Esto incluye la línea de producción, el mejoramiento del reformado para reducir el capital y el uso de oxígeno (cuando se usa el reformado combinado) y generalmente para reducir los costos de capital y todo el costo de producción.

Por lo tanto, los mercados Sudamericanos y la Región Asia-Pacífico son los que más posibilidades tienen de crecimiento en el mercado de metanol. Sudamérica tiene un mercado creciente de Ácido acético, además de que países como Venezuela tienen una gran producción de metanol el cual le esta brindando grandes rendimientos. Asia-Pacífico, con sus grandes oportunidades de crecimiento, aún importa más de lo que puede producir, países como Japón son dependientes de otros países como Nueva Zelanda y Arabia Saudita, China es un importador de plásticos, y debido a las grandes cantidades que importa, las pocas plantas que tienen se ven afectadas por el precio de importación que es más barato que el producto que ofrece sus propias plantas.

En Europa, hay una gran producción y consumo, pero el crecimiento del mercado es muy lento, aunque en los últimos años se vio un relanzamiento de este mercado. Prácticamente su producción se basa en el MTBE.

En el Medio Oriente y África las cosas se ven mucho mejores, ya que en países como Qatar y Arabia Saudita hubo recientemente un aumento de capacidad de sus plantas de 825000 y 850000 TM/A respectivamente; a las cuales se suma que muchas plantas de MTBE consumen el metanol de la región proveniente del gas natural. La buena calidad de sus productos y excelente infraestructura hacen que esta región marque presencia en el mercado global de metanol.

En el Mercado Norteamericano las cosas son inciertas. El MTBE ha sido discontinuado en el 2003 por la contaminación ambiental provocada por este producto, por lo que ahora la producción se está proyectando a otros productos alternativos, además que resulta mucho más rentable la importación de metanol que la producción en tierras norteamericanas, esto debido al precio del Gas Natural y la política que se está manejando con respecto a recursos como el Gas y el Petróleo.

Hoy, el consumo mundial de metanol para usos químicos está alrededor de los 35 millones de TM por año, usando el gas a una tasa de 1 TCF por año o cerca de los 3 billones de SCFD (78 millones de SCMD). La demanda ha bajado el año 2000, esto debido a que el MTBE se dejó de fabricar por la contaminación ambiental provocada por este, permaneció relativamente constante hasta el 2003, hasta que el 2004 se notó un cierto crecimiento tanto de la demanda como de la capacidad neta acumulada, esto debido al crecimiento de los sectores que no pertenecen al MTBE, con lo que esta industria irá creciendo gradualmente, según proyecciones, a un 5% anual, además de que como se sabe, cada día se va descubriendo nuevas aplicaciones para el metanol.

### **3.7 ANÁLISIS SWOT (FODA)**

Antes de planear alguna acción en una empresa, se requiere como paso previo un análisis diagnóstico SWOT's, cuyas siglas en inglés significan: Strengths (Fortalezas), Weaknesses (Debilidades), Opportunities (Oportunidades), Threats (Amenazas).

Este análisis incluye tanto el ambiente interno como al externo de la organización. Las debilidades y las fortalezas son internas, mientras que las amenazas y oportunidades son externas.

Ahora, analicemos cada uno de estos acápites para nuestro proyecto.

#### **FORTALEZAS**

- Disponibilidad del Gas Natural en volúmenes grandes.
- Control del mercado interno del metanol, exportaciones e importaciones.
- Aparición de nuevos mercados dependientes a la empresa.
- Aparición de nuevos sectores económicos dependientes de la nueva industria del Metanol.
- Apoyo del Gobierno hacia las empresas inversionistas.

#### **DEBILIDADES**

- Fuerte competencia a nivel internacional.
- Mercado a pequeña escala al inicio.
- Cambios en las legislaciones económicas, ambientales y políticas con respecto a la empresa.
- Trámites complicados y de largo tiempo.

#### **OPORTUNIDADES**

- Resurgimiento e interés por el desarrollo de una industria petroquímica en el país.

- Apoyo del estado hacia la política del Gas Natural y la industria petroquímica.
- Aprovechar la campaña del gobierno de creación de nuevos puestos de trabajo.
- Crecimiento económico en los últimos 4 años.
- Crecimiento del mercado mundial, latinoamericano y nacional del metanol.
- Cierre de plantas de otros países por baja competitividad y alto precio del gas natural.
- La apertura del mercado norteamericano por el precio del Gas y el Metanol.
- Firmas de los Tratados de Libre Comercio con Estados Unidos y la asociación del Perú en otros mercados tales como el MERCOSUR, ALCA, etc.
- Promoción de las inversiones extranjeras.
- Generación del valor agregado al gas natural.
- Aumento de las exportaciones.

### **AMENAZAS**

- Fuerte competencia de parte de Chile y Argentina por la industria del metanol.
- El Gas Natural de Bolivia.
- El resurgimiento de la industria del Metanol en China.

De acuerdo a este análisis, se tiene que el Perú tiene puntos a favor como la disponibilidad de gas natural, apertura del mercado de la cuenca del Pacífico debido a la buena ubicación que este posee, además de una buena ubicación con respecto a sus posibles competidores como Chile principalmente y otros países de la cuenca del Pacífico productores de metanol. Los puntos en contra que el Perú tiene en la actualidad, se centran en la fuerte competencia a nivel Latinoamericano con Chile y a nivel mundial con otros grandes productores, a

esto hay que añadir el gas natural boliviano que podría ser una posible fuente de materia prima para Chile, quedando atrás esos problemas de desabastecimiento que estos tienen.

## **CAPÍTULO IV**

### **ESTUDIO TÉCNICO**

Las fuentes conocidas de obtención del metanol, como se mencionó en los capítulos anteriores, son:

- Obtención por destilación destructiva de la madera.
- A partir del gas de síntesis.
- A partir de residuos orgánicos.

Actualmente, la mejor y la mayor fuente de obtención se encuentra a partir del gas de síntesis, proveniente del Gas Natural, puesto que este nos garantiza un mayor rendimiento en la obtención de metanol. Si obtenemos el metanol a partir de residuos orgánicos, debemos tener en cuenta que esto nos daría poca materia prima (gas de síntesis) para la obtención de metanol en comparación con las cantidades industriales que se requieren en el mundo.

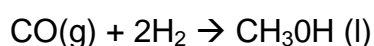
#### **4.1 ASPECTOS GENERALES DE LA PRODUCCIÓN DE METANOL**

##### **4.1.1 PREPARACIÓN DEL GAS DE SÍNTESIS**

Especialistas en el tema afirman que la sección de producción del gas de síntesis implica un gasto aproximado o levemente mayor del 50% del costo de capital de una planta de metanol. Así, la optimización de esta sección constituye un costo-beneficios bastante significativo.

El metanol se produce por la reacción catalítica del monóxido de carbono e hidrógeno (gas de síntesis).

Las siguientes reacciones son representativas para la síntesis del metanol.





A un menor grado, también se efectúa con la conversión de dióxido de carbono.



Por lo tanto, de acuerdo a la proporción de CO y CO<sub>2</sub>, la mezcla gaseosa requerida para la conversión debe tener una razón molar de hidrógeno / carbono entre 2 y 3 <sup>4</sup> para obtener el gas por oxidación parcial, gasificación o steam reforming.

#### 4.1.2 ASPECTOS TERMODINÁMICOS DE LA SÍNTESIS DE METANOL

Las dos reacciones principales de la síntesis del metanol:



Son exotérmicas e isotrópicas.

Lo segundo puede ser considerado como la resultante de la primera reacción y de la reacción reversa de la conversión de vapor de CO.



Así la reacción (1) es el paso básico, por lo que:

$$\Delta H_{T(J)}^{\circ} = -74653 - 63.98T + 32.61T^2 + 8.53 \times 10^{-6} T^3 - 7.77 \times 10^{-9} T^4$$

Como se muestra en la figura 4.1, para calcular la producción de metanol en equilibrio termodinámico, de acuerdo con las condiciones de temperatura y presión, el uso puede ser hecho de las expresiones de la constante de equilibrio K<sub>p</sub> como una función de estos parámetros, por ejemplo:

---

<sup>4</sup> La estequiometría total es tal que H<sub>2</sub> / (CO + 1.5 CO<sub>2</sub>) = 2

- Ecuaciones tales como:

En Kp (ecuación 1) =

$$\frac{8980}{T} - 7.967 \ln T + 22.697 + 3.922 \times 10^{-3} T + 0.514 \times 10^{-6} T^2$$

y

$$\text{en Kp (ecuación 3)} = \frac{4764}{T} - 1.945 \ln T + 5.102 + 5.630 \times 10^{-3} T - 2.170 \times 10^{-6} T^2$$

- La definición actual de esta constante:

$$K_p \text{ (ecuación 1)} = \left( \frac{N_{CH_3OH} \cdot N_T^2}{N_{CO} N_{H_2}^2 P^2} \right) \left( \frac{\gamma_{CH_3OH}}{\gamma_{CO} \gamma_{H_2}^2} \right)$$

$$K_p \text{ (ecuación 3)} = \left( \frac{N_{CO} \cdot N_{H_2O}}{N_{CO_2} N_{H_2}} \right) \left( \frac{\gamma_{CO} \gamma_{H_2O}}{\gamma_{CO_2} \gamma_{H_2}} \right)$$

Donde:

$N_i$  = moles kg. de producto i en la mezcla.

$N_T$  = número total de moles kg.

$\gamma_i$  = coeficientes de actividad del producto i.

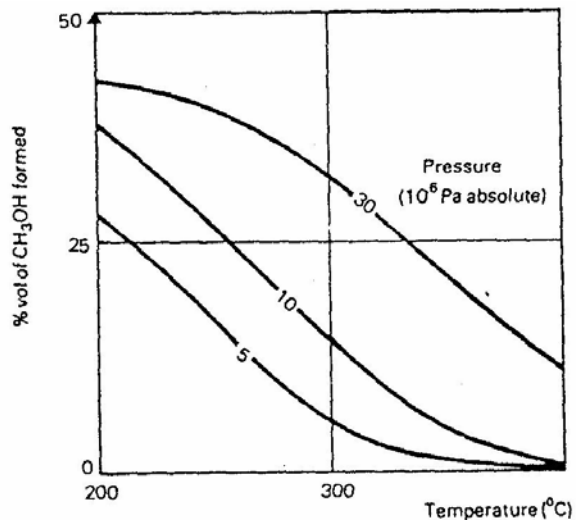


Figura 4.1: Equilibrio de la síntesis de metanol de un gas reformado producido por el steam reforming de metano.

#### 4.1.3 ASPECTOS CINÉTICOS DE LA SÍNTESIS DE METANOL.

Prácticamente hablando, para alcanzar la conversión simultánea de CO y CO<sub>2</sub> a metanol, se puede introducir el concepto de eficiencia de carbono, definido como sigue:

$$\text{Eficiencia de carbono}(\%) = \frac{\text{numero de moles de metanol producido}}{\text{número de moles de (CO + CO}_2\text{) en el gas de síntesis}} \times 100$$

Las correlaciones experimentales están hechas, tales como se muestra en las figuras 4.2 y 4.3, los cuales equipen lo siguiente para productos efluentes producidos en el steam reforming:

- Para una alimentación de metano, la temperatura de pseudo-equilibrio la cual es dada a una eficiencia de carbono es obtenida a una presión dada.
- La influencia de alimentación (metano o nafta) en la presión a ser aplicada para obtener la misma eficiencia.

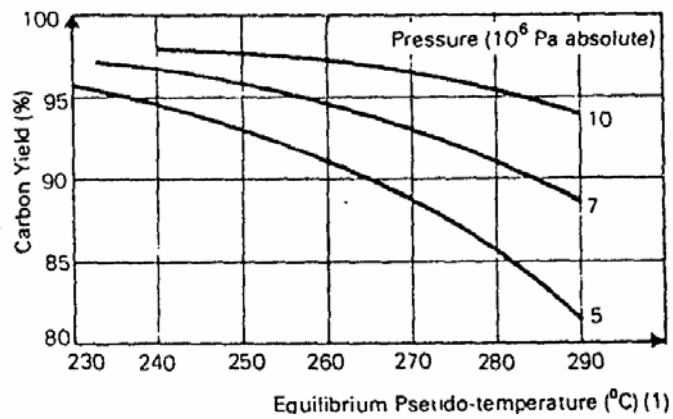


Figura 4.2

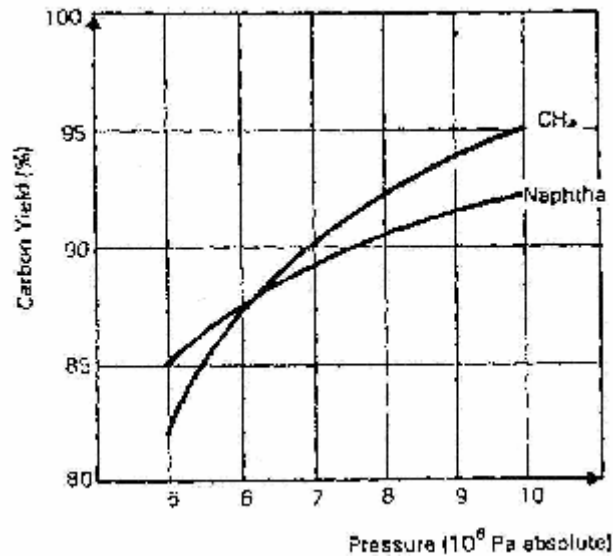
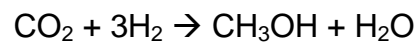


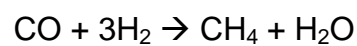
Figura 4.3

La ganancia en selectividad está directamente relacionada con el nivel térmico actual. Las reacciones laterales más importantes son:

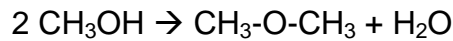
(a) Reacción del dióxido de carbono residual con oxígeno:



(b) Metanación:



(c) Formación de metil éter:



Las primeras dos conversiones están limitadas por reducción del  $\text{CO}_2$  contenido en el gas de síntesis empleado, y también, y sobre todo, por limitar la temperatura de reacción a  $400^\circ\text{C}$ . Debajo de esta temperatura, la tasa de metanación permanece baja, o al menos imperceptible en el catalizador empleado.

La ecuación cinética que expresa el resultado de la conversión de CO a metanol es la siguiente:

$$v = \frac{P_{\text{CO}} \cdot P_{\text{H}_2}^2 - \frac{P_{\text{CH}_3\text{OH}}}{K_p}}{(A + B \cdot P_{\text{CO}} + C \cdot P_{\text{H}_2} + D \cdot P_{\text{CH}_3\text{OH}})^3}$$

Donde A, B, C y D, son constantes que dependen del catalizador usado. El cálculo de las presiones que aparecen en esta expresión deben tener en cuenta las actividades.

Analizando esta ecuación, se muestra que en el caso de la síntesis de amoníaco, la máxima razón de conversión en cualquier punto del reactor puede ser solo alcanzando estableciendo un gradiente de temperatura. Esto debe ser suplementado por el análisis de la cinética relacionada a la reacción inversa de la "shift conversión" de CO. Los modelos que pueden ser construidos en base a resultados experimentales publicados muestran que, con el catalizador basado en óxido de cobre, a  $5 \cdot 10^6$  Pa absolutos, la aproximación al equilibrio capaz de

alcanzarse está sobre los 12°C para la conversión de CO y 7°C para la conversión de CO<sub>2</sub>.

Estos cálculos muestran que la producción de metanol se favorece por:

- (a) Elevación de presión.
- (b) Reducción de temperatura.
- (c) Incremento de la razón de CO / CO<sub>2</sub> en el gas de síntesis.
- (d) Incremento del contenido de hidrógeno en la alimentación reformada, al menos para presiones alrededor de  $6 \cdot 10^6$  Pa absolutos.

Si bajamos la temperatura de reacción, tenemos bajas tasas de reacción, y consecuentemente una aproximación pobre al equilibrio termodinámico. Los catalizadores deben usarse para sobreponerse a estos problemas.

#### **4.1.3.1 CATALIZADORES**

Hay dos tipos de catalizadores disponibles en la industria:

(a) Sistemas zinc/cromo. Los más antiguos. A finales de los 60 estos eran los catalizadores más usados en la producción de metanol. Estas eran mezclas homogéneas de óxidos de zinc y cromo, en donde después fueron modificados con una base de cobre. Esta base se colocó debido a su baja actividad relativa, que requería operaciones entre 300 y 400 °C. A esta temperatura, era necesaria una presión de 30 a  $35 \cdot 10^6$  Pa absolutos para mantener satisfactoriamente las tasas de conversión (270 a 420 atmósferas), y todo esto involucra un alto costo en términos de energía y economía.

(b) Sistemas en base de cobre, familiar por muchos años por su desempeño pero originalmente muy sensitivo para ciertos venenos, especialmente azufre y compuestos halogenados.

#### 4.1.3.2 PROCESOS

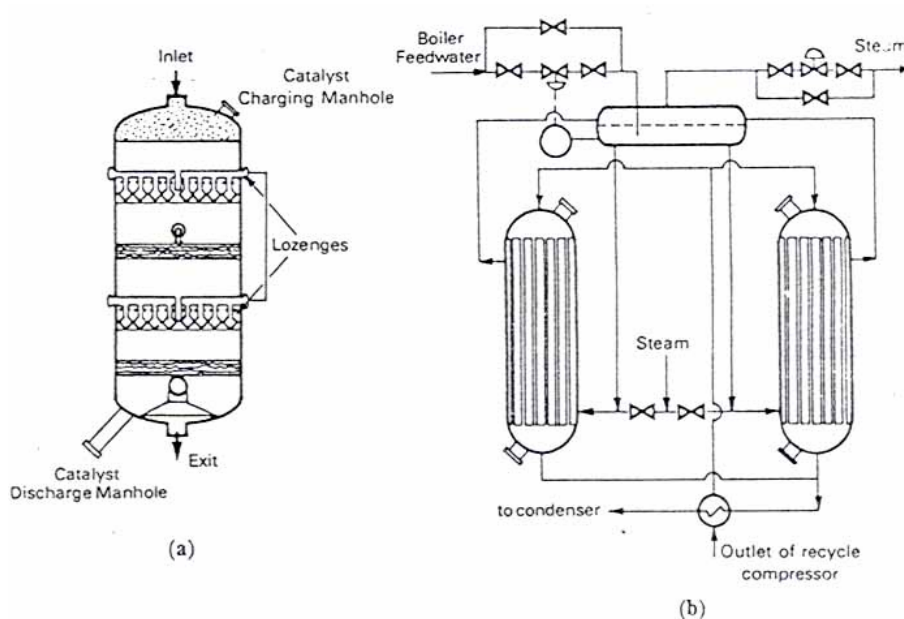
La existencia de dos generaciones de catalizadores en la escala industrial ha contribuido al desarrollo de dos tipos principales de procesos:

- La primera operación a alta presión, entre 30 a 35 atmósferas a temperaturas de 350 a 400 °C, en reactores los cuales son:
  - (a) Isotérmicos (Por ejemplo catalizador en tubos, enfriados externamente con gas circulante, o más generalmente, fluido enfriante).
  - (b) O adiabáticos (por ejemplo, con lechos múltiples de catalizador, con enfriamiento intermedio por inyección o algún fluido enfriante).

Estas tecnologías han sido industrializadas por Foster Wheeler-Casale, Girdler, ICI (ahora Johnson Matthew Catalyst), Lummus, BASF, Haldor Topsoe, Kellogg, entre otros.

- La última que opera a baja presión, preferentemente entre 5 a 10 atmósferas, a temperaturas entre 240 a 270°C, en reactores verticales de diseño variable de acuerdo a la compañía. Las tecnologías principales pertenecen a los siguientes licenciantes:
  - (a) **ICI**: Comercializado desde 1970. Usa un solo lecho catalítico, enfriado por inyección de un gas enfriador a través de flujos axiales, este tipo de reactor adiabático puede ser escalado directamente a una unidad de producción de capacidad de 3000t/día (diagrama en la figura 4.4a).
  - (b) **Lurgi**, usa un reactor isotérmico con tubos catalíticos laterales y agua de calentamiento a los lados, con el fin de obtener la presión requerida (figura 4.4b).

(c) **Topsoe**, que usa flujo radial cruzando tres lechos catalíticos concéntricos en envases separados. El intercambio de calor es externo.



**Figura 4.4: Fabricación de metanol. Reactores principales**

- a. Reactor ICI
- b. Reactor Lurgi.

Como regla, este proceso de baja presión ofrece la siguiente producción de conversión.

**Tabla 4.1**

	Conversión (porcentaje)	
	Un paso	Total
CO	45 a 60	90 a 97
CO <sub>2</sub>	20 a 40	80 a 92

## 4.2 PRODUCCIÓN DE METANOL A PARTIR DE HIDROCARBUROS PESADOS

### 4.2.1. OXIDACIÓN PARCIAL CON OXÍGENO

La oxidación parcial con oxígeno es teóricamente aplicable para cualquier tipo de alimentación, ya sea sólida, líquida o gaseosa. Pero en la práctica, la



oxidación parcial se aplica para materia prima barata como los hidrocarburos de alto peso molecular.

Para convertir el metano, es teóricamente posible ajustar el contenido de oxígeno para obtener un efluente en el cual la razón  $\text{CO:H}_2$  sea cercana de 1:2. Esto se hace en la práctica debido a que debemos de considerar las pérdidas resultantes de la formación de metano durante la síntesis de metanol, y de obtener una razón de  $\text{CO:H}_2$  cercana a 1:2.25, el cual es ideal para esta conversión.

Este valor se obtiene llevando parte de la corriente del gas a un convertidor de vapor que remueve el exceso de CO y suministra una cantidad equivalente de hidrógeno (shift conversion). Usando un proceso estándar de absorción, es necesario remover el dióxido hacia la máxima concentración aceptable por el catalizador empleado que conduce la síntesis de metanol.

El esquema básico es similar a aquellos usados para la síntesis de hidrógeno y amoníaco. La presencia de componentes azufrados en la materia prima hace que se tome en consideración dos variables principales, dependiendo de las posibilidades del catalizador por el shift conversion de CO. (Figura 4.5, diagramas a y b).

(a) Esquema a: Este catalizador no tolera los derivados de azufre. La alimentación debe primero ser desulfurizada hacia un contenido residual de azufre de 0.05 a 0.1 ppm. El gas entonces pasa parcialmente a través de la unidad de conversión de CO, y es remezclada con la fracción no tratada y parcialmente decarbonizada.

(b) Esquema b: El catalizador es resistente a los componentes azufrados. La conversión parcial de CO es seguida por una desulfurización simultánea y de decarbonización.

En ambos esquemas, la instalación de una barrera de azufre en la sección catalítica (como el óxido de zinc) es recomendada para proteger el catalizador de síntesis, el cual no tolera componentes azufrados.

Con los procesos comunes de obtención de metanol, los cuales operan a baja presión de 60 a 90 atmósferas, es posible eliminar el compresor auxiliar, el cual era antes indispensable para introducir el gas de síntesis a las condiciones de operación requeridas.

Entre otras variantes tecnológicas están dos posibilidades de corrientes de enfriamiento a la salida de la oxidación parcial o gasificación, entre la generación de corrientes de alta presión o de agua directa de enfriamiento. Lo último no es interesante para la producción de metanol, ya que la conversión intensiva no es el objetivo final.

Puesto que la desulfurización debe ser total mientras que la descarbonización debe ser parcial, es interesante emplear un solvente capaz de remover no solo  $H_2S$  sino también  $COS$ , actuando esta selectividad en relación al  $CO_2$ . El proceso ideal en estas condiciones son aquellas donde se emplean solventes físicos (Selexol, Rectisol, etc.).

#### **4.2.2 APLICACIÓN TECNOLÓGICA**

La aplicación tecnológica de este tipo de obtención de metanol se da en lugares donde no hay disponibilidad de gas natural y en su lugar pueden usarse hidrocarburos de peso molecular moderado a alto de las refinerías, o incluso obtenerse a partir del carbón.

Actualmente en China existen plantas de este tipo, pero de baja capacidad. En África, SASOL está trabajando con este tipo de tecnología para la obtención de metanol.

Debido a que la utilización de una carga de un peso molecular moderado a alto requiere condiciones de operación severas, este tipo de procesos no es muy rentable para una planta de producción a gran escala. Otra de las razones por la cual se está dejando de usar este tipo de tecnologías es la intolerancia o del azufre o del coque en los lechos catalíticos. Este es un problema que siempre está presente debido a la naturaleza misma de la oxidación parcial con oxígeno.

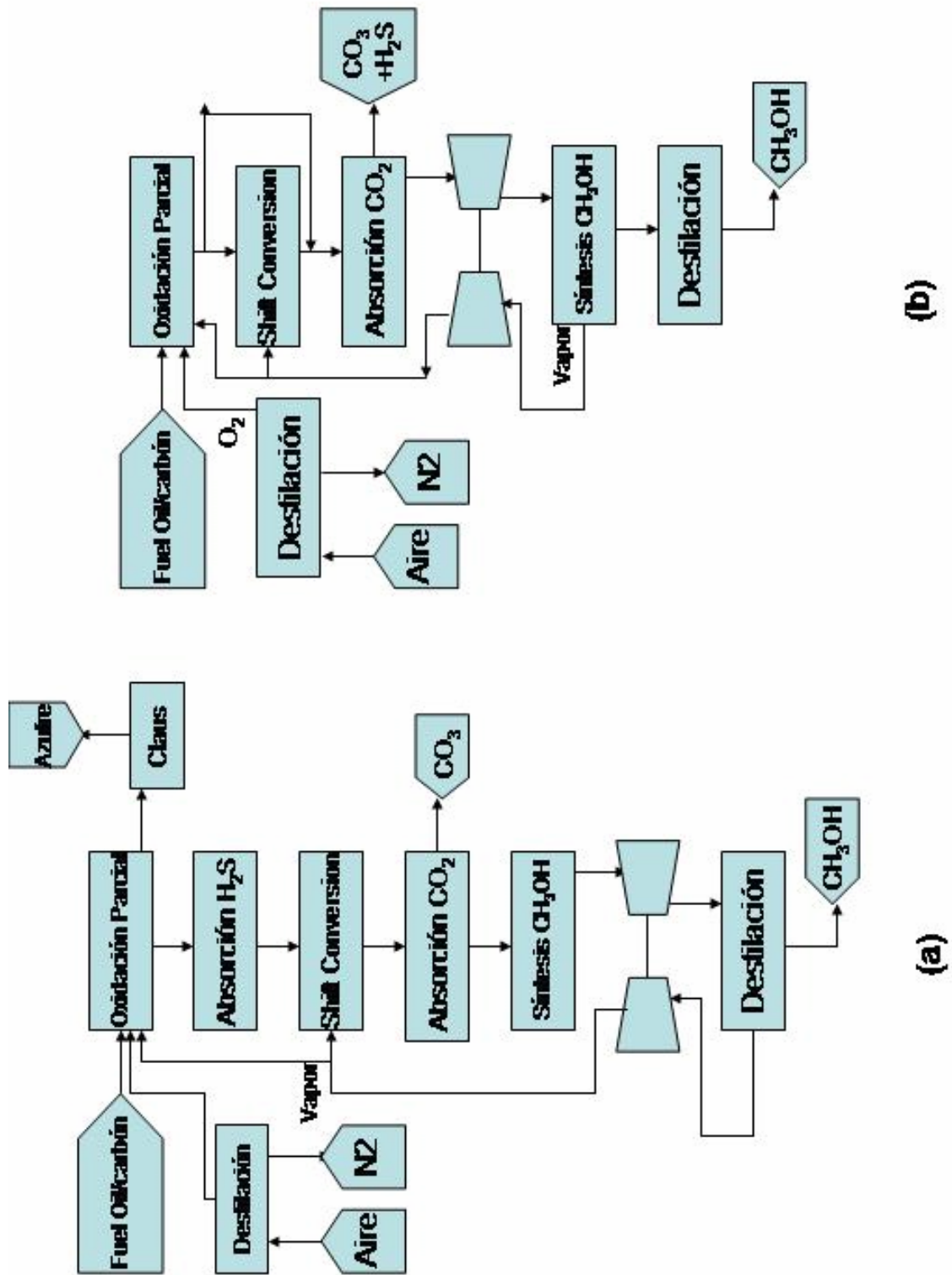


Figura 4.5: Esquemas basados para la obtención de metanol a partir de oxidación parcial

## 4.3 PRODUCCIÓN DE METANOL A PARTIR DEL GAS NATURAL

### 4.3.1 PROCESO DE STEAM REFORMING

Estos son mucho más simplificados en comparación con aquellos utilizados para la producción de hidrógeno de alta pureza o de gas de síntesis para amoníaco. Esto es debido a que la conversión de CO, la de CO<sub>2</sub> y la metanación son eliminados. Sin embargo, se usa un compresor auxiliar si es necesario en este caso.

Como se muestra en la figura 4.6, la unidad se reduce a dos secciones principales:

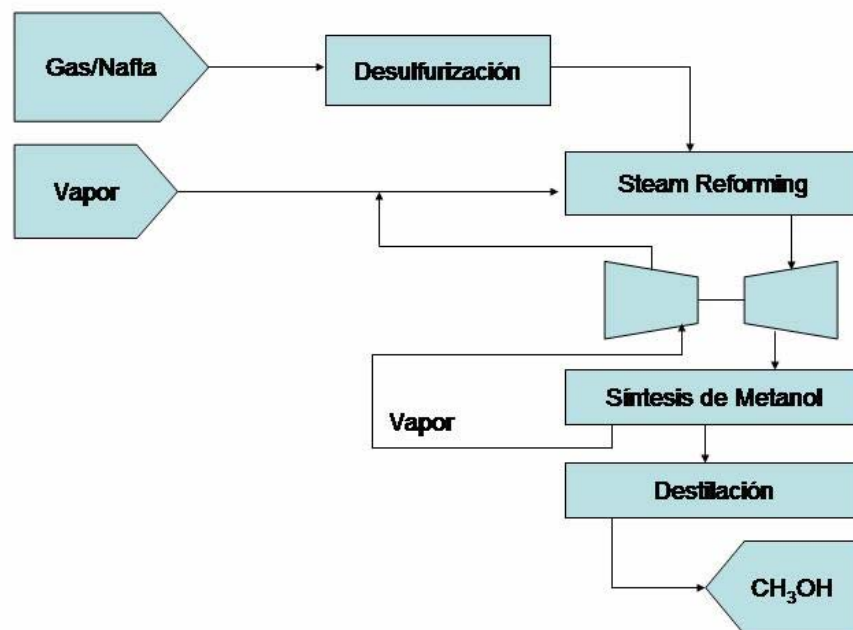


Figura 4.6: Esquema de la obtención de metanol usando el reformado con vapor

- (a) Pretratamiento de la alimentación diseñado para remover todas las trazas de componentes de azufre o de otras impurezas perjudiciales para el catalizador de síntesis, como el cloro.

- (b) El horno de steam reforming con sus instalaciones auxiliares de la recuperación de calor de gases en tubos.

Esta simplificación es asociada con la actual operación de reformado, el cual, como se muestra en la tabla 4.2, lleva, para metano, a una tasa de hidrógeno / carbono que permanece normalmente entre 3 y 4, dependiendo del contenido de CO y CO<sub>2</sub> en el efluente, mientras que el valor deseado debería estar entre 2 y 3.

**Tabla 4.2: Relación H<sub>2</sub>O/CH<sub>4</sub> - H<sub>2</sub>/CO a diferentes temperaturas (°C)**

	650 °C	700 °C	800 °C	850 °C	990 °C
1. H <sub>2</sub> O/CH <sub>4</sub> =1 H <sub>2</sub> /CO.....	4.66	4.00	3.07	3.00	3.00
2. H <sub>2</sub> O/CH <sub>4</sub> =1.5 H <sub>2</sub> /CO.....	5.75	4.63	3.96	3.70	3.70
3. H <sub>2</sub> O/CH <sub>4</sub> =2 H <sub>2</sub> /CO.....	6.90	5.00	4.70	4.54	4.48
4. H <sub>2</sub> O/CH <sub>4</sub> =3.5 H <sub>2</sub> /CO.....	-----	-----	-----	-----	10.25

El gas obtenido del metano es, por tanto, rico en hidrogeno, o pobre en carbono. Esto puede remediarse como sigue:

- (a) Por purga, el cual nos da una pérdida de energía conectada en particular con la separación y compresión de exceso de hidrógeno.
- (b) O por adición de CO<sub>2</sub>, tomando como ejemplo la unidad de remoción de CO<sub>2</sub>, asociado con la producción de amoniaco, o recuperado por el gas fluyente de los hornos de reformado. Esta adición puede ser hecha corriente arriba o corriente debajo de la unidad de steam reforming. La alternativa anterior es más interesante en principio, debido a que parte del CO<sub>2</sub> es entonces convertido a CO, y en el caso de un corte temporal de la manufactura de CO<sub>2</sub>, la composición del gas reformado varía solo linealmente.

El metano no convertido presente en el efluente reformado se comporta en las operaciones sucesivas como un disolvente inerte. Para prevenir su acumulación en el reciclo, el cual constituye el “lazo de síntesis” del metanol, es necesaria una purga.

El déficit de carbono observado en la corriente de reformado del metano no ocurre si la alimentación de nafta es convertida por procesos autotérmicos usando combustible como alimentación, hay disponibles suficientes cantidades de dióxido de carbono dentro de la misma instalación. Este gas se recicla dentro de una unidad de scrubbing.

#### **4.3.2. REFORMADO COMBINADO**

A causa de que la razón de  $\text{CO:H}_2$  en el gas de síntesis proveniente del gas natural es aproximadamente de 1:3, la razón estequiométrica requerida para la síntesis de metanol es de 1:2, el dióxido de carbono se adiciona para reducir el hidrógeno excedente. Una alternativa energética-eficiente para ajustar la razón  $\text{CO:H}_2$  es combinar el proceso de steam reforming con reformación autotérmica (reformado combinado), así la cantidad de gas natural para alimentación es la requerida para producir gas de síntesis con una razón estequiométrica de aproximadamente 1:2.05. La figura 4.7 es un diagrama de reformado combinado. Si se adiciona un paso de reformado autotérmico, se debe usar oxígeno puro (Esta es una diferencia mayor entre el reformado secundario en el caso de la producción de amoníaco, donde el aire se usa para suministrar el nitrógeno necesitado).

Una ventaja adicional del reformado combinado es el decremento de emisiones de  $\text{NO}_x$ . Sin embargo, el incremento en el costo del capital (para una unidad de separación de aire) de un límite del 15% es anticipado cuando se usa un reformado combinado en comparación a plantas que usan un solo tren de steam reforming. El esquema del proceso es viable y es comercialmente probado.

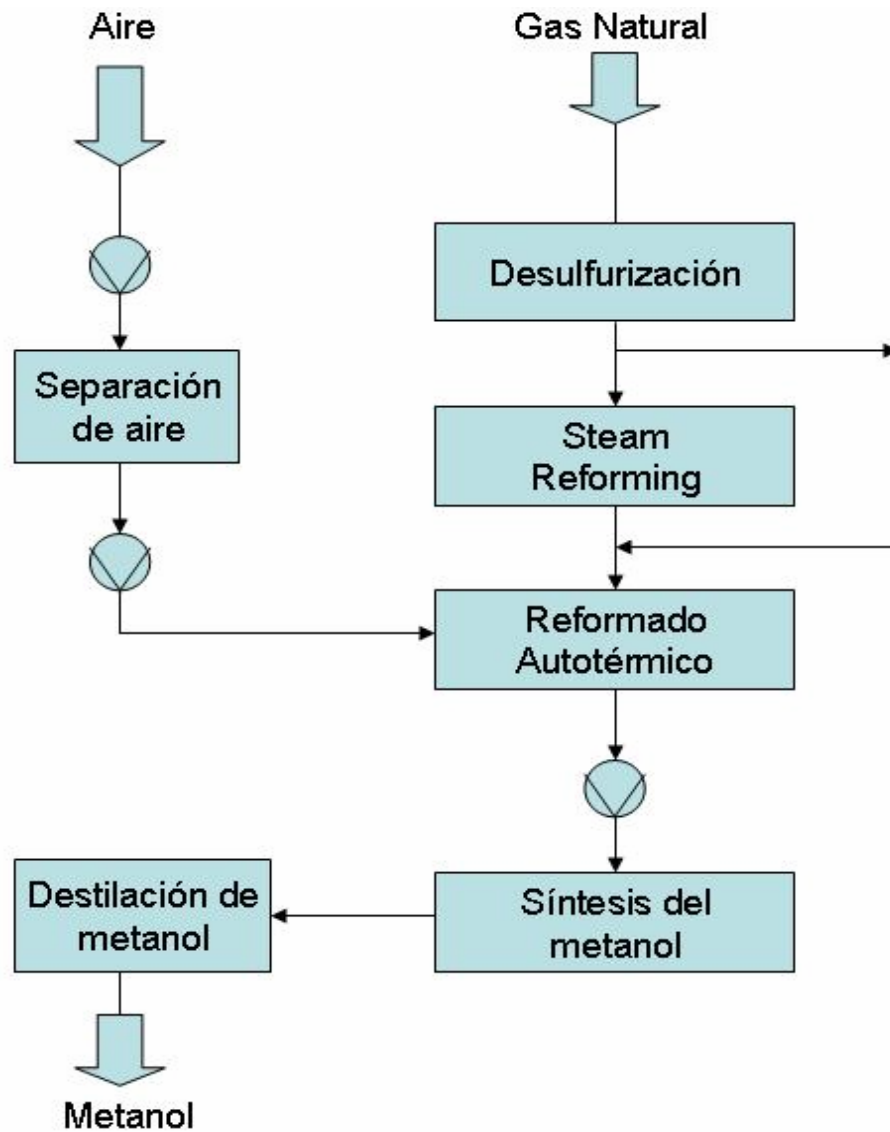


Figura 4.7: Un diagrama de bloques mostrando el reformado combinado para la síntesis del metanol

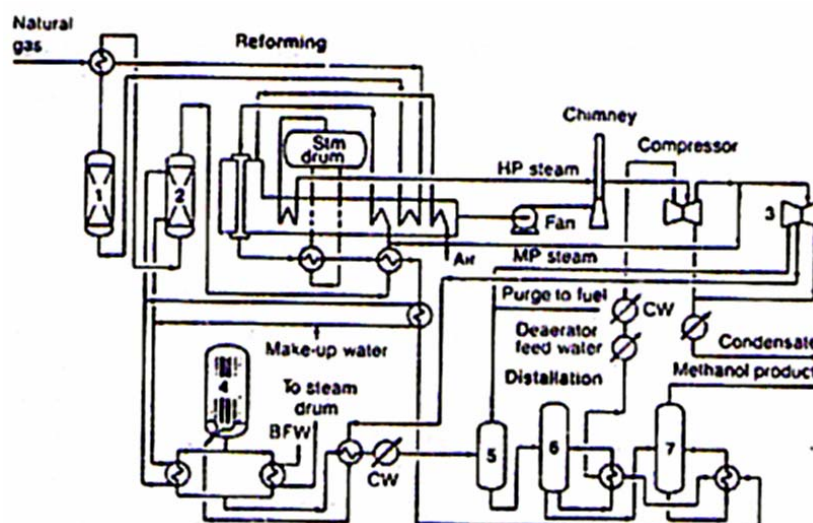
### 4.3.3 TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DEL METANOL A PARTIR DEL GAS NATURAL

#### 4.3.3.1 TECNOLOGÍA ICI

Un proceso de baja presión ha sido desarrollado por ICI, operando aproximadamente a 50 atmósferas (700 psi) usando un nuevo catalizador activo de base de cobre a 240°C. La reacción de síntesis ocurre sobre un lecho de

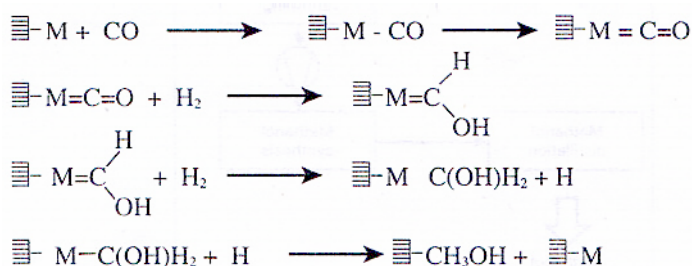


catalizador heterogéneo dispuesto uno después de otro en una secuencia de lechos adiabáticos o colocados dentro de tubos de transferencia de calor. La reacción es limitada por el equilibrio, y la concentración de metanol a la salida del convertidor raramente excede el 7%. El efluente del convertidor es enfriado a 40°C a metanol como producto condensado, y los gases que no reaccionaron son reciclados. El metanol crudo proveniente del separador contiene agua y bajos niveles de productos laterales, los cuales son removidos usando un sistema de dos columnas de destilación. La figura 4.8 muestra el proceso ICI de la Síntesis del Metanol.



**Figura 4.8:** El proceso ICI de baja presión para producir metanol: (1) Desulfurización, (2) Saturador (para el proceso de producción de vapor), (3) Circuito cerrado de síntesis, (4) Reactor, (5) Intercambiador de calor y separador, (6) Columna para recuperación de ligeros, (7) Columna para remover agua

La síntesis del metanol sobre el catalizador heterogéneo se cree que ocurre por una hidrogenación sucesiva de monóxido de carbono quimisorbido.



También han sido propuestos otros mecanismos.

Sea cual fuere el tipo de obtención de gas de síntesis, el gas producto pasa a través de un compresor de doble cuerpo y es mezclado con el gas de reciclaje. La mezcla es entonces recogida por un circulador consistente en un compresor centrífugo de un solo cuerpo, manejado por una turbina de vapor a presión. A la salida, el gas presurizado es precalentado por intercambio de calor con el efluente del reactor, y entonces es dividido en dos corrientes.

- (a) La primera (aproximadamente un 40%) es enviada al reactor después de haber hecho el pretratamiento, también en contracorriente con los productos formados.
- (b) El segundo (60%) es usado como un fluido de alivio, inyectado a diferentes niveles del reactor, para alcanzar un control efectivo de temperatura.

A la salida de la zona de reacción, la corriente gaseosa obtenida es primero enfriada por calentamiento de la alimentación y agua requerido para los generadores de alta presión, y entonces pasa a través de un intercambiador de aire frío en el cual el metanol y agua son condensados. La separación gas / líquido es entonces llevada a un tambor vertical, operando bajo presión. La fracción de gas es esencialmente reciclada, la purga ayuda a mantener el gas inerte contenido en el lazo de reacción a un nivel disponible. El metanol crudo es desgasificado por flasheo y entonces destilado. Este contiene de 17 a 23 % en peso de agua, 0.4% de impurezas (dimetil éter, metil formiato, etanol, propanol, butanoles, etc.) y debe ser entonces purificado en una serie de dos columnas, para encontrarse a especificaciones comerciales de metanol para usos químicos (10 ppm de metanol para grado AA). El primero es una columna de ligeros finales que elimina los componentes ligeros (gas, éteres, cetonas, etc.) mientras la segunda desempeña las siguientes separaciones:

- (a) Al tope, purifica metanol, retirado debajo de la sección de pasteurización.
- (b) Los alcoholes pesados en corrientes laterales.
- (c) Agua al fondo.

NOTAS: Debido a los problemas de separación de fases en presencia de agua y la formación de *cerraduras de vapor* que son perjudiciales para los motores, el uso de metanol como combustible requiere la adición de componentes oxigenados de alto peso molecular (particularmente igual o de más peso que el etanol). Para tales aplicaciones, es importante mantener ciertas impurezas en el metanol final, o al menos favorecer su formación. Así, el diagrama de flujo de la purificación puede ser simplificada combinándola separación y rectificación de ligeros finales en una sola operación, o por incremento del contenido de los homólogos más altos que el metanol conduciendo la reacción en el mismo reactor o en diferentes unidades, para un mejor control de los cambios en el medio de reacción. Ahora el metanol se fabrica en fase líquida o fases combinadas.

Actualmente la patente de la tecnología ICI de baja presión la tiene la empresa Johnson Matthey Catalysts, quien trabaja en conjunto con Methanex Corporation en la innovación tecnológica de este proceso, además de asociados como el Instituto del Metanol, Chiyoda, Jacobs, Uhde, Kvaerner, Linde, Methanol Casale, Technip y Toyo.

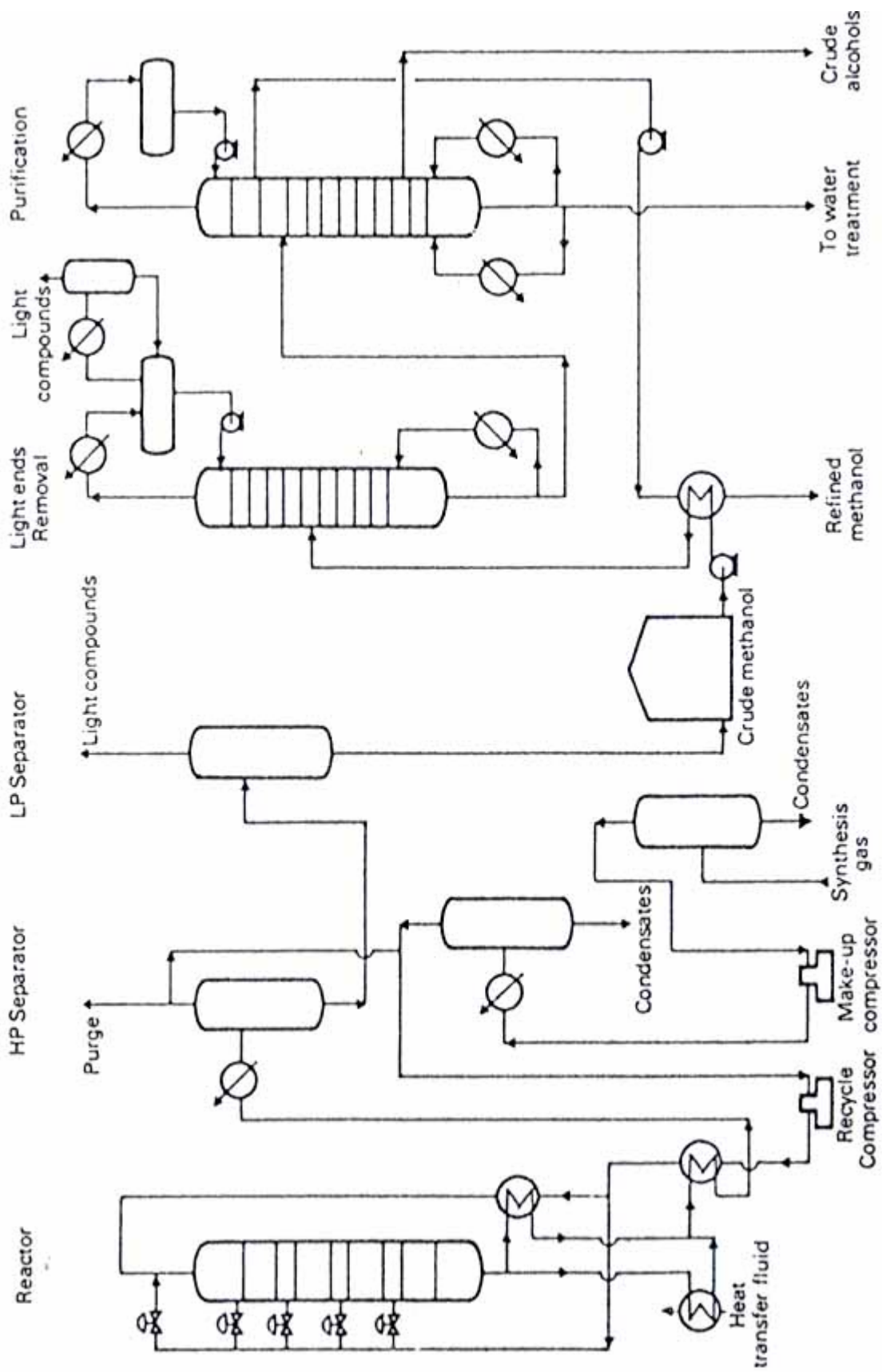


Figura 4.9: PROCESO ICI

### 4.3.3.2 TECNOLOGÍA LURGI

El proceso Lurgi de síntesis del metanol implica transformar el gas de síntesis en metanol, que luego es procesado para la obtención de metanol a alta pureza. El siguiente diagrama de flujo muestra las variantes de proceso del Convertidor Combinado de Síntesis.

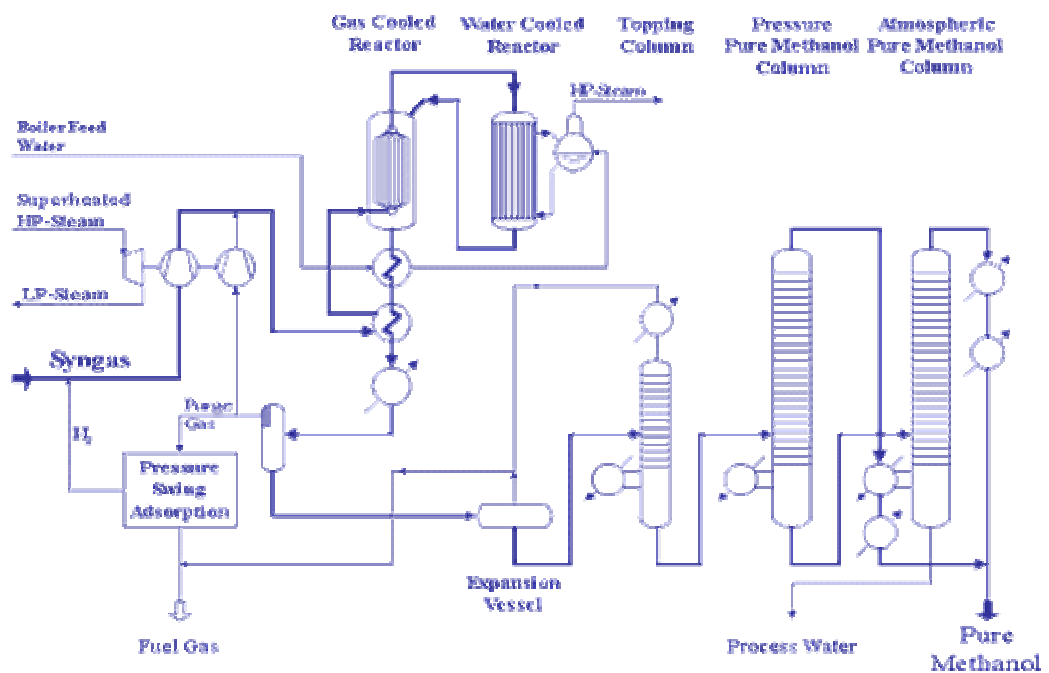


Figura 4.10: Convertidor Combinado de Síntesis y Destilación

## 1. MATERIA PRIMA Y PRODUCTOS

El gas de síntesis puede obtenerse de tres formas, de Reformado Autotérmico, Reformado con Vapor y Reformado Combinado. El gas de síntesis es también producido a través de la gasificación de sólidos o combustibles líquidos tales como carbón de hulla, nafta, aceites pesados o residuales de refinería (Gasificación Multipropósito, MPG).

Alrededor de los 2/3 de la producción de metanol se usa para producir formaldehído, 1/3 de la producción restante se usa para la producción del MTBE.

En el **reformado autotérmico**, la alimentación consiste en hidrocarburos ligeros tales como efluentes de prereformadores con alto contenido de metano, gas natural o gases asociados a aceites, gases de refinería ricos en metano y nafta.

El gas reformado libre de carbón con una baja relación  $H_2/CO$  es especialmente bueno para la producción de CO, oxoalcoholes, metanol o productos Fischer-Tropsch. La combinación del Steam Reforming con Reforming Autotérmico se refiere al Reformado Combinado.

Comparado a sus competidores, Lurgi tiene una mayor referencia y experiencia en el reformado autotérmico, implementando este proceso desde los años 50, siendo mejorado en los 80 y aplicado con mucho éxito en la actualidad.

En el **Proceso de Steam Reforming®** o Reformado con Vapor de Gas Natural (**Reformador Lurgi**), incorpora varias herramientas patentes, tales como la conversión de hidrocarburos gaseosos con vapor en gas de síntesis, que consiste principalmente en CO y  $H_2$ .

Las alimentaciones son gas natural o algún otro hidrocarburo ligero. Cuando se usa el gas natural con concentraciones mayores de hidrocarburos pesados, se recomienda pretratarlo en un Pre-Reformador.

El Gas Reformado, consistente de  $H_2$ , CO,  $CO_2$ , inertes,  $CH_4$  no convertido y vapor no descompuesto es usado predominantemente para la producción de hidrógeno (via CO-Shift-Conversion), gas combustible, gas de reducción y químicos bases como amoniaco, metanol, ácido acético, oxoalcoholes etc.

El **Proceso Combinado de Lurgi** es una combinación de los dos procesos anteriores, la alimentación es la misma de los dos anteriores, y es recomendable para obtener metanol o productos Fischer-Tropsch en plantas de gran tamaño.

#### **4.3.3.3 TECNOLOGÍA “MEGAMETHANOL”**

Este tipo de plantas marca el comienzo de una nueva generación de plantas para la producción de metanol a partir del Gas Natural, dado el hecho que la tecnología MegaMethanol<sup>®</sup> de Lurgi es básicamente dos veces mejor que otros procesos disponibles actualmente en el mercado, pudiendo procesar capacidades mucho más grandes que plantas existentes actualmente. La unidad de producción de gas de síntesis (MegaSyn<sup>®</sup>), es el más grande tren de producción del mundo. Su reactor autotérmico, por ejemplo, está equipado con un Nuevo sistema de quemado disponible para convertir gas natural alrededor de 80,000 Nm<sup>3</sup> de oxígeno por hora a 530,000 Nm<sup>3</sup> de gas de síntesis seco. Esta nueva tecnología ya ha mostrado resultados excelentes durante la operación de la planta, representando la tecnología del futuro, no solo por la generación de metanol sino también para complejos de GTL y GTC<sup>®</sup>.

Asimismo, esta tecnología destaca los bajos costos de inversión, ya que está diseñada especialmente para lugares en donde los yacimientos de gas natural están en un territorio inaccesible a la industria, y el costo de transporte es elevado, por lo que algunas veces el gas natural es quemado, transformado en GNL para exportación, o transformado en energía para recuperar costos, tal como es el caso de Camisea.

#### **I. EL CONCEPTO “MEGAMETHANOL”**

La tecnología de Lurgi MegaMethanol ha sido desarrollada para plantas de metanol a escala mundial con capacidades más grandes de 1 millón de toneladas métricas al año. Para alcanzar esta capacidad, se diseña un proceso especial, incorporando una tecnología avanzada y confiable, eficiencia energética y de bajo costo, bajo impacto ambiental y bajo costo de inversión.

Las herramientas principales para alcanzar estos objetivos son:

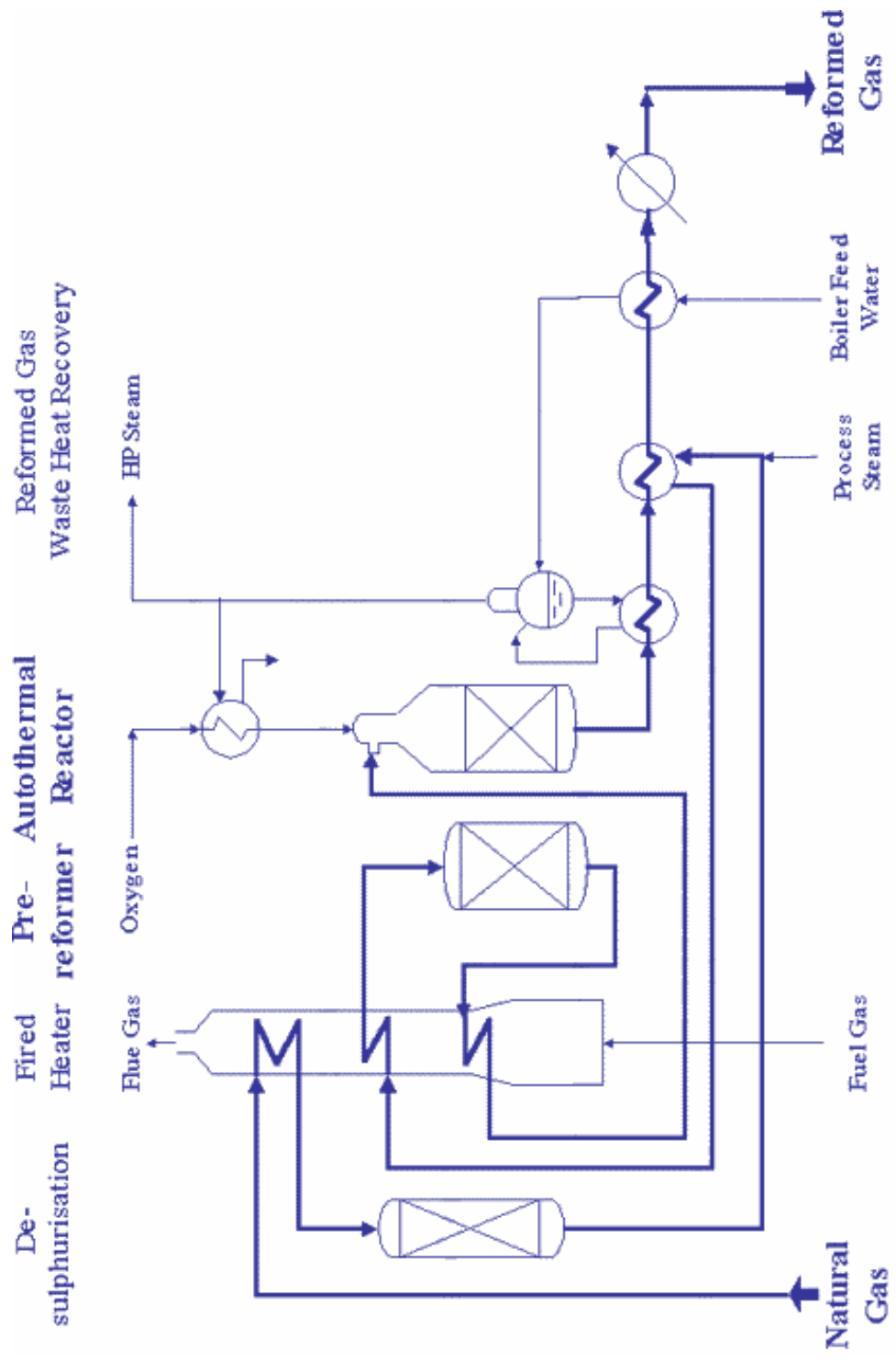


Figura 4.11: Reformado Autotérmico



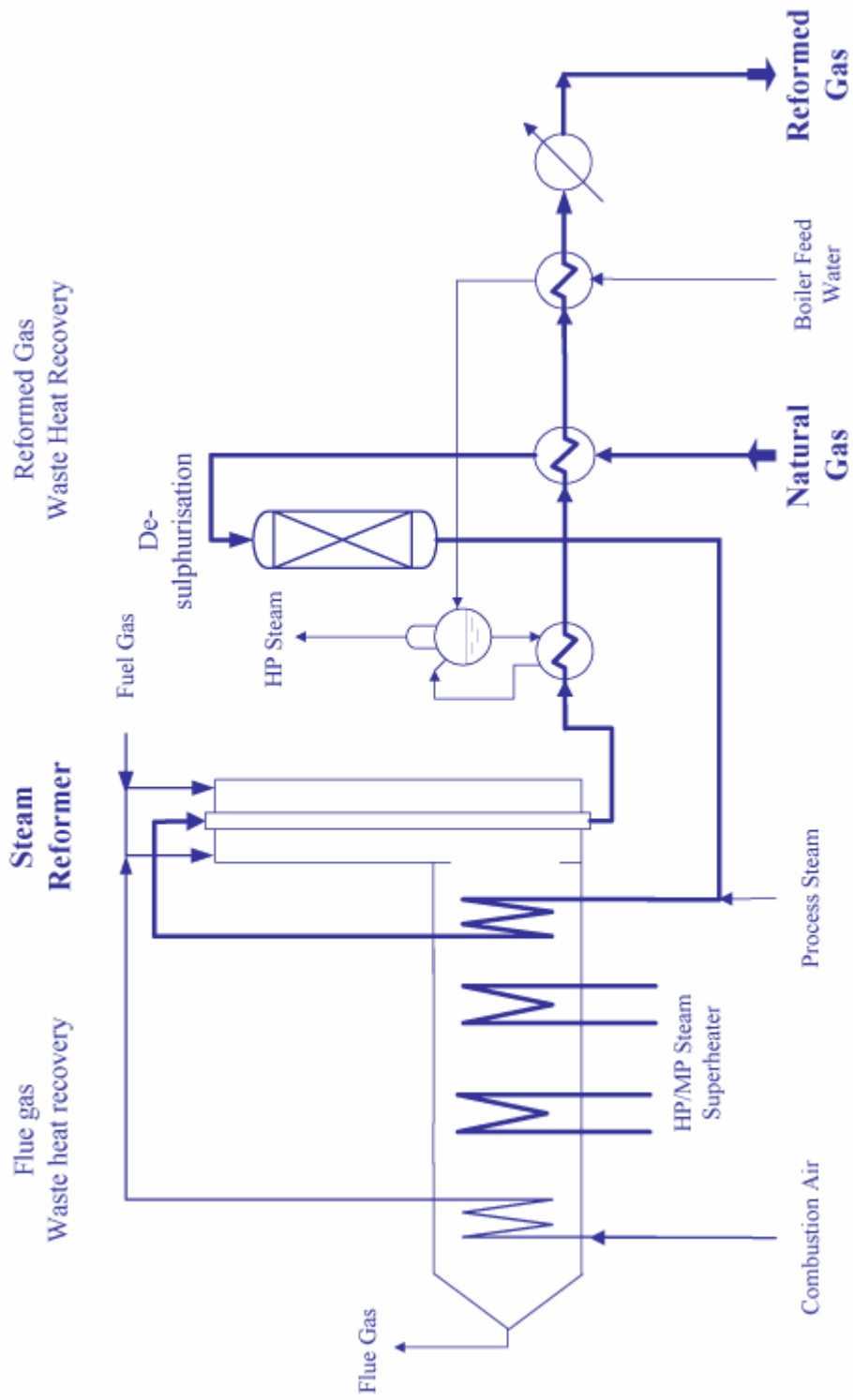


Figura 4.12: Reformado con Vapor de Gas Natural

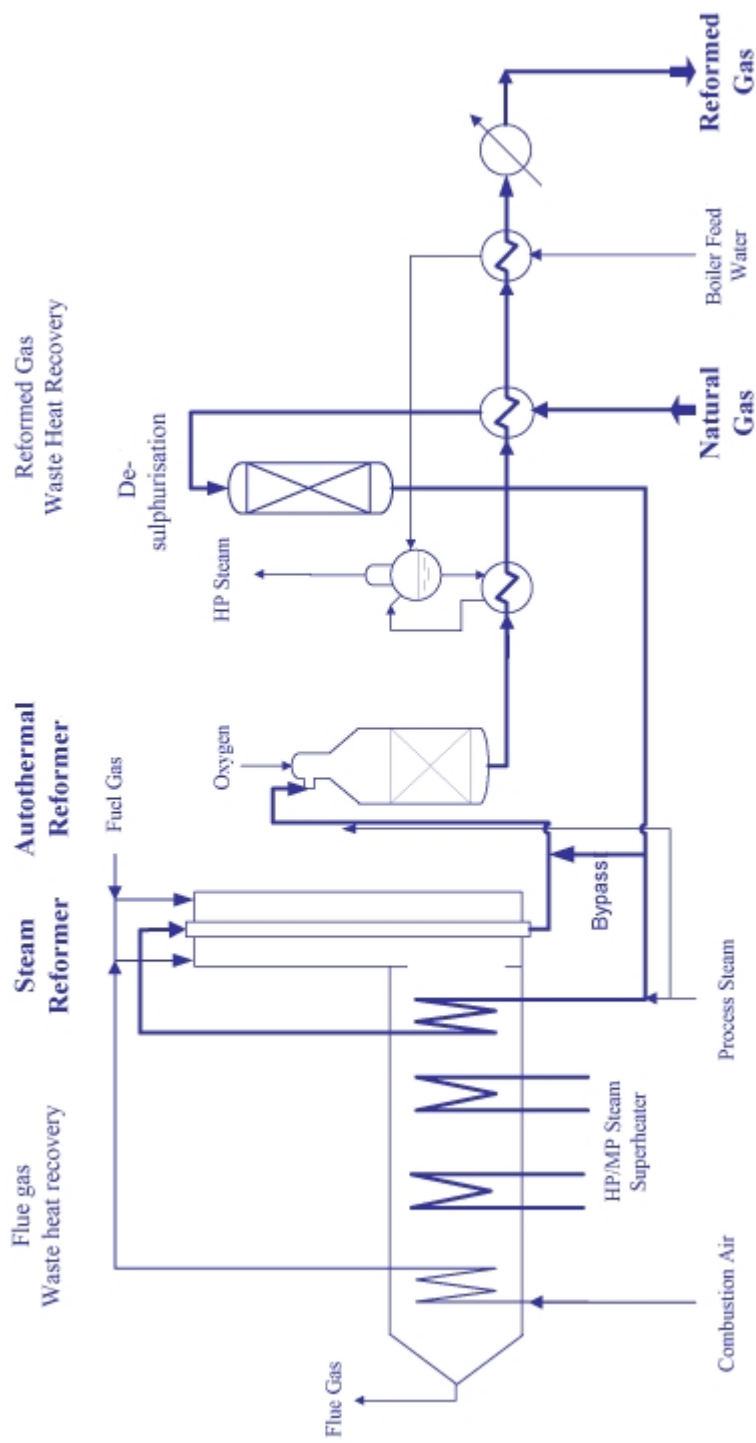


Figura 4.13: Reformado Combinado

- Oxígeno obtenido a partir del reformado de gas natural, obtenido o en combinación con steam reforming, o solo por reformado autotérmico.
- Síntesis de metanol en 2 pasos en reactores enfriados con gas y agua operando a través de la ruta óptima de reacción.
- Ajuste de la composición del gas de síntesis por reciclo de hidrógeno.

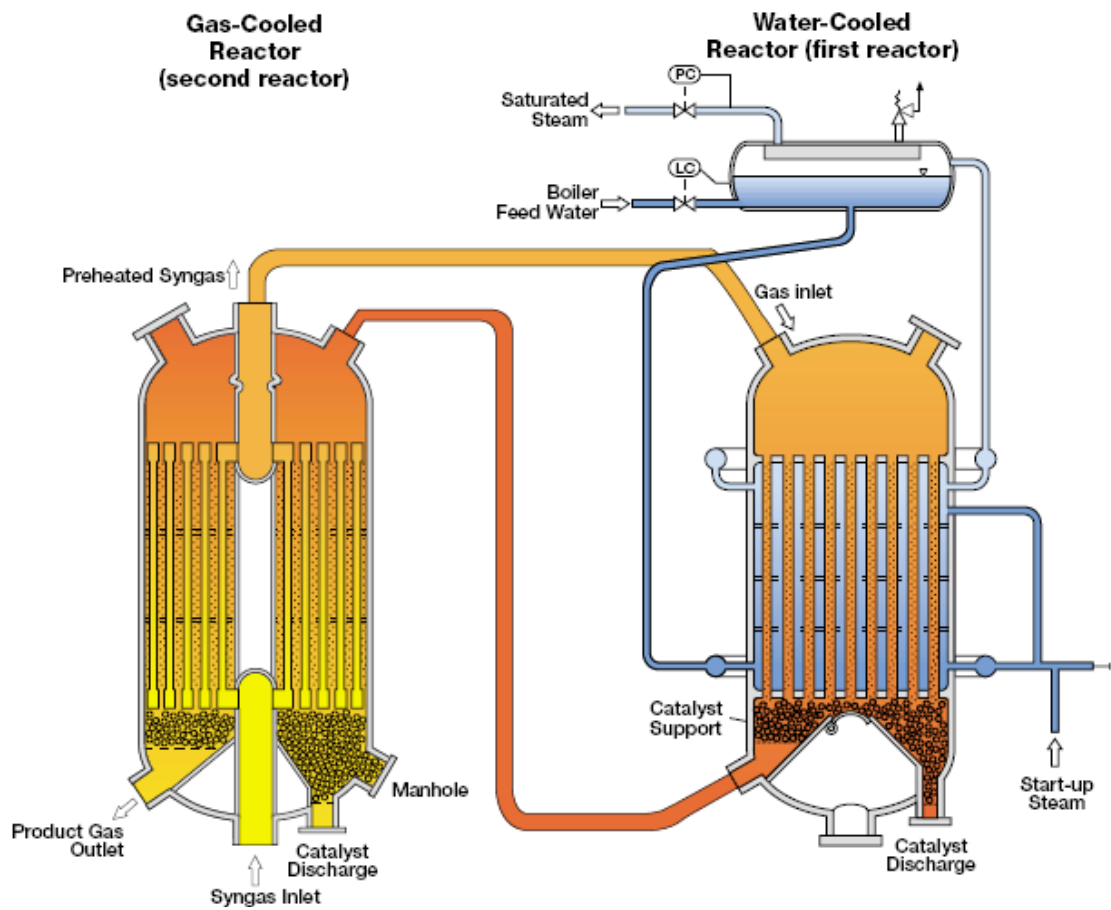


Figura 4.14: Convertidor combinado de Lurgi

## II. REFORMADO COMBINADO PARA LA TECNOLOGÍA MEGAMETHANOL

El reformado combinado es ideal cuando se tratan de gases pesados o asociados, ya que con estos, no puede obtenerse fácilmente la estequiometría requerida para el reformado autotérmico. Para estas aplicaciones, la tecnología MegaMethanol combina el reformado autotérmico y el steam reforming como el camino más económico para generar gas de síntesis para plantas de metanol.

Después de la desulfurización, una parte de la corriente del gas de alimentación se descompone en el reformador de vapor a alta presión (la barra 35 – 40 atmósferas) y a temperatura relativamente baja (700 - 800°C). El gas reformado después se mezcla con el resto de la alimentación y es reformado a gas de síntesis a alta presión en el reactor autotérmico. Este concepto se ha conocido como el proceso de Reformado Combinado de Lurgi.

La ventaja principal del proceso de reformado combinado de los procesos alternativos similares es el puente de alimentación patentado de la alimentación por el reformador de vapor.

Para la mayoría de los gases naturales, menos que la mitad de los gases de alimentación se encaminan a través del reformador de vapor, el requerimiento total de de vapor del proceso han sido difícilmente partidos en dos comparados con otros procesos, el cual usan el reformador autotérmico corriente abajo del reformador del vapor sin tal puente. El bajo consumo de vapor del proceso se traduce a necesidades energéticas reducidas y a una inversión más baja.

El proceso de reformado combinado de Lurgi es también ideal para generar el gas de síntesis para la síntesis de Fischer-Tropsch. La planta más grande del mundo de este tipo fue construida por Lurgi en Sudáfrica. La capacidad del gas de síntesis de esta planta sería suficiente para producir cerca de 9.000 mtpd de metanol.

#### 4.3.3.4 ESPECIFICACIÓN DEL METANOL OBTENIDO

Nº	Características	Unidad	Requerimiento grado "AA"
1	Acetona	%peso máx.	0,002
2	Acidez (en ácido acético)	%peso máx.	0,003
3	Apariencia		Libre de material opalescente suspendido y sedimentos.
4	Impurezas de carbón, color		No tan oscuro como el color estándar N° 30 de ASTM D 1209, escala platino-cobalto
5	Color		No tan oscuro como el color estándar N° 30 de ASTM D 1209, escala platino-cobalto
6	Rango de destilación a 1 atm.		Máximo 1°C ( y debe incluir 64,6° ± 0,1°C)
7	Etanol	%peso máx.	0,001
8	Material no volátil	mg por 100 ml máx.	10
9	Olor		Característico, no residual
10	Tiempo de permanganato		Sin descarga de color en 30 minutos
11	Gravedad específica		Máx. 0,7928 a 20°/20°C
12	Agua	%peso máx.	10
13	Metanol	%peso mín.	99,85

(Fuente: [www.lurgi.de](http://www.lurgi.de))

La mayoría de plantas de Lurgi producen un metanol de calidad superior a la indicada por la especificación federal de Estados Unidos O-M-232 J, grado "AA" o similar. Requerimientos menores son especificados para el metanol "grado combustible", usado específicamente como un componente de mezcla para la gasolina.

#### 4.4 PRODUCTOS QUE SE OBTIENEN A PARTIR DEL METANOL

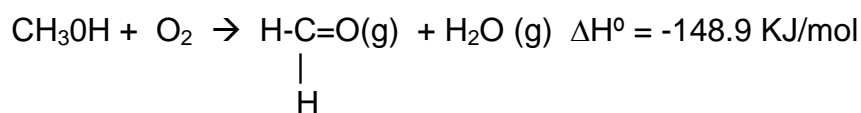
El metanol tiene usos importantes como un químico, un combustible y como materia prima. Aproximadamente el 50% de la producción de metanol es oxidado a formaldehído. Como agente metilante, es usado con muchos ácidos orgánicos para producir metil ésteres como acrilato de metilo, metacrilato de metilo, acetato de metilo y tereftalato de metilo.

El Metanol es usado para producir MTBE, un importante aditivo de la gasolina. Es también usado para producir gasolina sintética usando un catalizador en forma selectiva (Proceso MTG), además de ser la materia prima para llegar a producir olefinas (Proceso MTO), y también llegar a producir propileno (proceso MTP desarrollado por Lurgi), siendo actualmente las olefinas provenientes del metanol una ruta para el etileno y propileno en competición con el steam

cracking de hidrocarburos. A continuación se describirá los mayores químicos basados en el metanol.

#### 4.4.1 FORMALDEHÍDO (H-CHO)

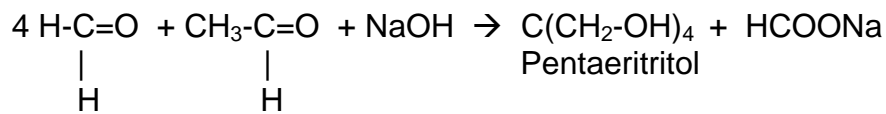
La ruta industrial principal para producir formaldehído es la oxidación catalizada por aire del metanol.



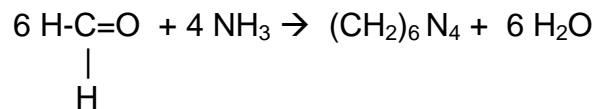
En procesos antiguos aún se usa el catalizador de plata que opera relativamente a alta temperatura (sobre los 500 °C). Los procesos nuevos usan un catalizador de hierro / óxido de molibdeno. Los óxidos de cromo o cobalto son usados algunas veces para lubricar el catalizador. La reacción de oxidación es exotérmica y ocurre a aproximadamente 400-425 °C a presión atmosférica. Se usa un exceso de aire para mantener la relación metanol-aire debajo de los límites de explosión. La figura 14 muestra el proceso Haldor Topsoe de catalizador de hierro-óxido de molibdeno.

**Usos:** El formaldehído es el más simple y el más reactivo de los aldehídos. La polimerización por condensación del formaldehído con fenol, urea o melamina produce fenol-formaldehído, urea formaldehído y resinas de melamina formaldehído, respectivamente. Estos son pegamentos importantes usados para producir barnices y láminas para madera.

La condensación del formaldehído con acetaldehído en presencia de un álcali fuerte produce pentaeritritol, un alcohol polihídrico para la producción de resinas alquílicas:



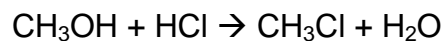
El formaldehído reacciona con amoniaco y produce hexametilentetramina (hexamina)



La hexamina es un agente “cross-linking” para las resinas fenólicas.

#### 4.4.2 CLORURO DE METILO (CH<sub>3</sub>Cl)

El Cloruro de Metilo es producido por la reacción en fase vapor de metanol y Cloruro de Hidrógeno:



Muchos catalizadores son usados para efectuar esta reacción, tales como cloruro de zinc en piedra pómez, cloruro cuproso, y gel de alumina encendida. Las condiciones de reacción son de 350 °C y a una presión cercana a la atmosférica. La producción es aproximadamente de 95%.

El Cloruro de Zinc es también un catalizador para un proceso en fase líquida, usando ácido clorhídrico concentrado a 100-150 °C. El ácido clorhídrico puede generarse in situ por reacción de cloruro de sodio con ácido sulfúrico. Como se mencionó antes, el cloruro de metilo puede también ser producido directamente del metano con otros clorometanos. Sin embargo, el cloruro de metilo formado del metanol puede ser aún más clorado para producir diclorometano, cloroformo y tetracloruro de carbono (Figura 4.15).

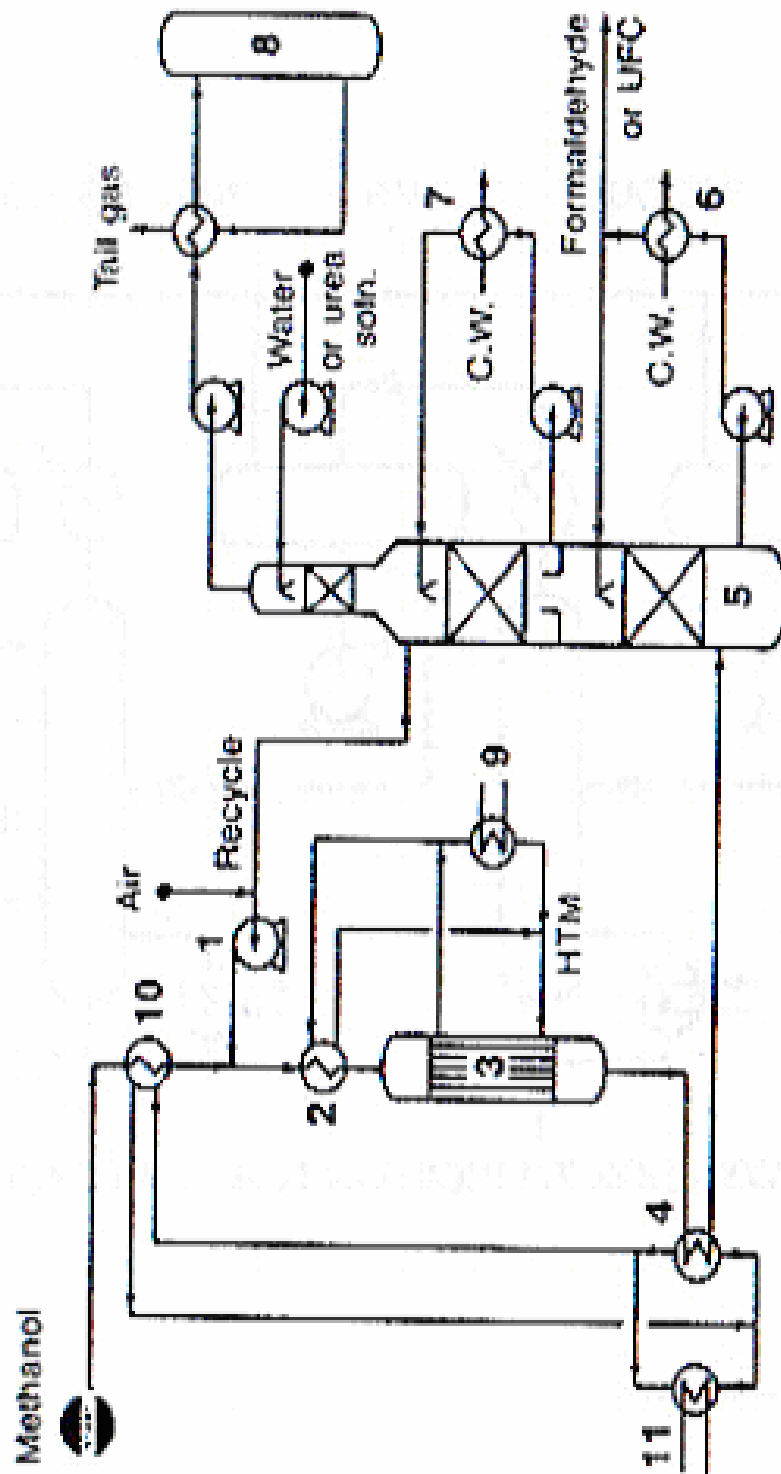
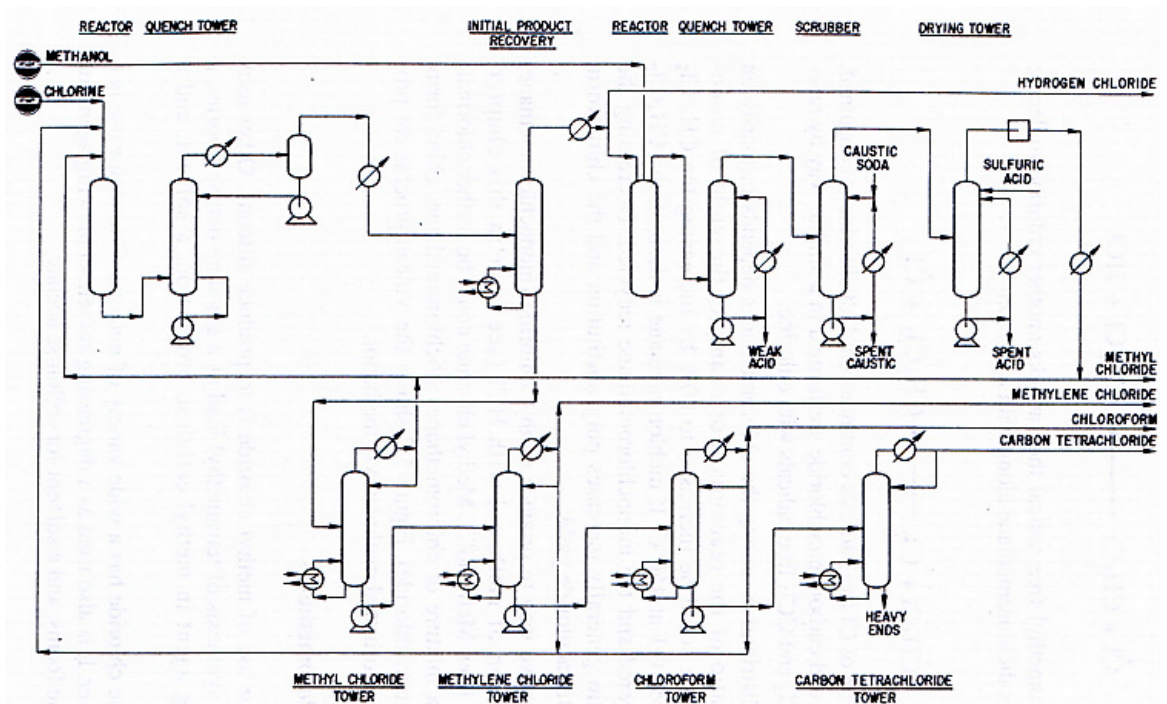


Figura 4.14: El proceso de Haldor- Topsoe and Nipón Kasei para producir formaldehído: (1) Soplador, (2) Intercambiador de calor, (3) Reactor, (4) Hervidor de vapor, (5) absorbedor, (6,7) Enfriadores, (8) Incineradores, (9) Recuperador de calor, (10) Evaporador de metanol, (11) Hervidor de agua de alimentación.



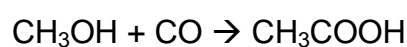


**Figura 4.15: El Proceso Vulcano para producir metano policlorado desde el metanol**

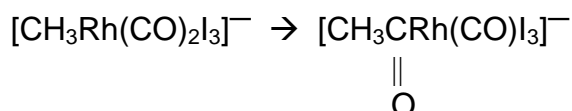
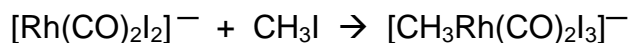
**Usos:** El cloruro de metilo es primariamente un intermedario de la producción de otros químicos, como siliconas, es un agente metilante para la producción de metilcelulosas, se usa como solvente y refrigerante.

#### 4.4.3 ÁCIDO ACÉTICO

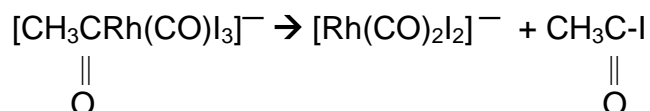
La carbonilación del metanol es corrientemente una de las mayores rutas para la producción de ácido acético. El proceso básico en fase líquida desarrollado por BASF usa un catalizador de cobalto a 250 °C y una alta presión sobre las 70 atmósferas. El proceso más nuevo usa un catalizador de Yoduro de Rodio en presencia de CH<sub>3</sub>I, el cual actúa como un promotor. La reacción ocurre a 150 °C y a presión atmosférica. Un 99% de selectividad es pretendido con este catalizador:



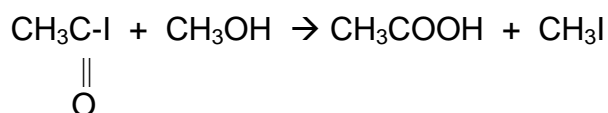
El mecanismo de la reacción de la carbonilación esta ideada para comprometer un primer paso de adición oxidativa del promotor del Yoduro de Metilo al complejo Rh(I), seguido por un paso de inversión cis del carbonilo:



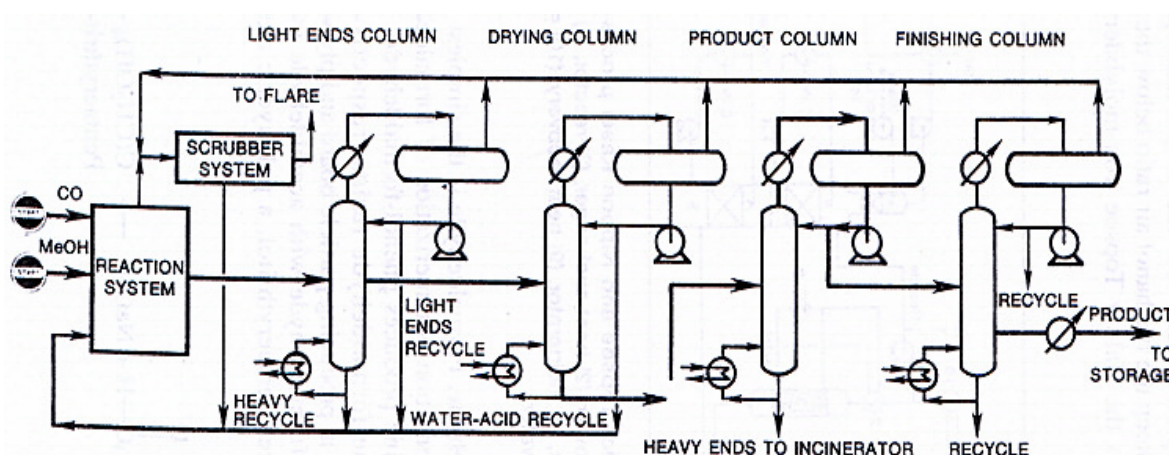
La carbonilación seguida por una eliminación reductiva produce el regreso al catalizador de Rh(I)



El paso final es la reacción entre el yoduro de acetilo y el metanol, produciendo ácido acético y el promotor:



La figura 4.16 es un diagrama de flujo mostrando el proceso Monsanto de carbonilación.



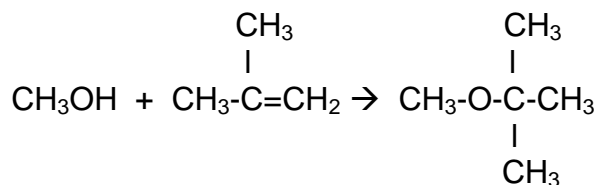
**Figura 4.16: El proceso Monsanto de Carbonilación para producir ácido acético**

El ácido acético es también producido por la oxidación de acetaldehído y la oxidación de n-butano. Sin embargo, el ácido acético obtenido por la ruta de carbonilación tiene una ventaja sobre el otro proceso comercial porque ambos metanol y monóxido de carbono vienen del gas de síntesis, y las condiciones de proceso son algo ligeras.

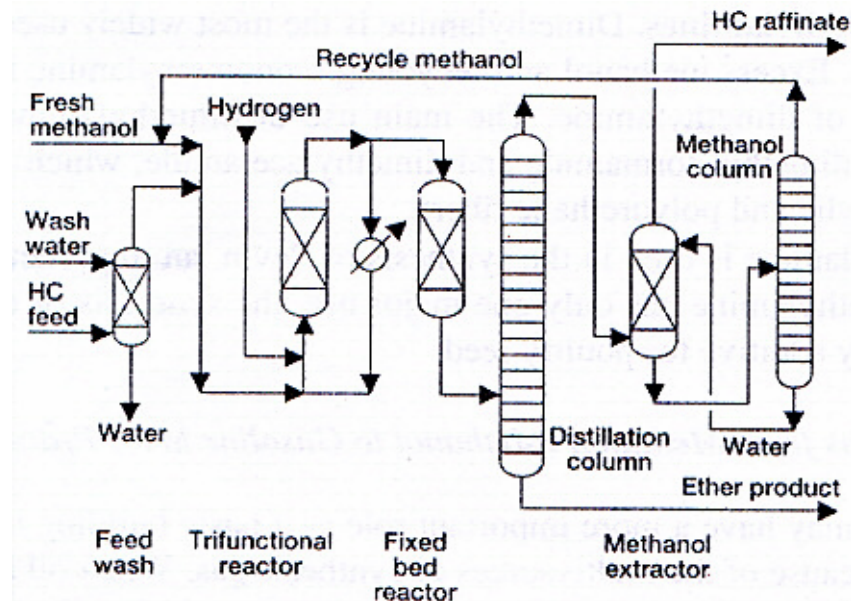
**Usos:** El uso principal del ácido acético es de producir anhídrido acético para las fibras de acetato de celulosa. El ácido acético es también usado para producir productos farmacéuticos, tintas e insecticidas. El ácido cloroacético (proveniente del ácido acético) es un reactivo intermedio usado para fabricar mucho químicos tales como glicina y carboximetil celulosa.

#### 4.4.4 METIL TERBUTIL ETER (MTBE)

El MTBE es producido por la reacción de metanol e isobuteno:



La reacción ocurre en la fase líquida y relativamente a baja temperatura (aproximadamente a 50 °C) en la presencia de un catalizador ácido sólido. Pocas reacciones laterales ocurren tales como la hidratación del isobuteno a alcohol terbutílico, y la deshidratación del metanol y formación de dimetil éter y agua. Sin embargo, solo pequeñas cantidades de estos componentes son producidas. La figura 17 muestra un diagrama de flujo simplificado del proceso Etherol de la BP.



**Figura 4.17: Diagrama de Flujo simplificado del proceso Etherol de la British Petroleum**

La reacción de MTBE es de limitado equilibrio. Altas temperaturas incrementan el porcentaje de reacción, pero el nivel de conversión es bajo. Las temperaturas más bajas cambian el equilibrio hacia la producción de éter, pero se requiere más catalizadores de inventario. Por tanto, las unidades convencionales de MTBE son diseñadas con dos reactores en serie. La mayoría de la reacción de eterificación es alcanzada a una elevada temperatura en el primer reactor y entonces finalizada a una termodinámicamente favorable temperatura más baja en el segundo reactor.

**Usos:** El MTBE es un importante aditivo para las gasolinas debido a su alto número de octano. Corrientemente, está ganando más importancia para la producción de gasolinas sin plomo. El MTBE reduce el monóxido de carbono y las emisiones de hidrocarburos por reducción de los aromáticos en las gasolinas.

¿Y por que la prohibición de la fabricación de MTBE?

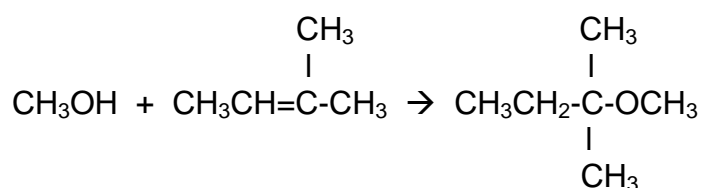
Muchos dicen que el MTBE es un problema ya que es contaminante, pero algunos no saben a ciencia cierta que es lo que contamina o como lo hace, o

por que ha sido prohibido. La razón de la prohibición y de la baja de la producción ha sido de que, el MTBE por su naturaleza misma, se absorbe fácilmente en el agua. Este no es tóxico, pero deja al agua un sabor y olor característico que hace que esta sea repulsiva para el consumo humano (esto notable a las 15 ppm). Este caso se detectó en los Estados Unidos, no habiendo reportes en ningún otro país acerca de esto.

También se debe tener en cuenta que el MTBE en sí no es un “aditivo problema” en la gasolina, sino los productos de la combustión del MTBE. Uno de ellos, es el formaldehído, producto cancerígeno (en realidad este es el cancerígeno), que se origina por reacciones fotoquímicas cuando los humos de escape salen al medio ambiente y el vehículo no está provisto del convertidor catalítico. Es por eso, que debe haber una legislación al respecto para el parque automotor y evitar estos problemas.

#### 4.4.5 TERAMIL METIL ÉTER (CH<sub>3</sub>CH<sub>2</sub>C(CH<sub>3</sub>)<sub>2</sub>-O-CH<sub>3</sub>)

El TAME puede ser producido también por la reacción del metanol con isoamilenos. Las condiciones de reacción son similares a las dadas con MTBE, a excepción que la temperatura es un poco más alta:



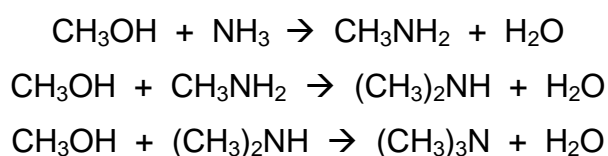
Similar al MTBE, el TAME es usado como aditivos de gasolinas para su alto número de octano y su habilidad para reducir el monóxido de carbono y las emisiones de hidrocarburos. Las propiedades de los oxigenados usados como aditivos de gasolinas son mostradas en la Tabla 4.3.

**Tabla 4.3: Propiedades de los oxigenados (MTBE, TAME Y ETBE)**

<b>Propiedad</b>	<b>MTBE</b>	<b>TAME</b>	<b>ETBE</b>
Número de mezcla (R + M/2)	110	111	105
RON	112-130	120	105-115
MON	97-115	102	95-105
Presión de Vapor Reid	7.8	4.0	2.5
Punto de Ebullición °C	55	72	88
°F	131	161	187
Densidad (kg/l)	0.742	0.743	0.788
(lb/gal)	6.19	6.20	8.41
Densidad de Energía (Kcal/l)	89.3	92.5	98.0
(KBTU/gal)	93.5	96.9	100.8
Calor de vaporización (Kcal/l)	0.82	0.79	0.86
(KBTU/gal) @nbp	0.86	0.83	0.90
Requerimiento de Oxígeno (vol% @2.7%peso de oxígeno)	15.0	17.2	16.7
Solubilidad en Agua (%peso)	4.3	1.2	1.2
Agua (%peso)	1.4	0.5	0.6
Calor de Reacción (Kcal/mol)	9.4	6.6	11
(KBTU/mol lb.)	17	12	20

#### 4.4.6 METILAMINAS

Las metilaminas pueden ser sintetizadas por alquilación de amoníaco con metilhalógenos o con alcohol metílico. La reacción con metanol usualmente ocurre a aproximadamente 500 °C y 20 atmósferas en presencia de un catalizador de silicato o fosfato de aluminio. La alquilación no detiene al paso de la monometilamina, porque el producto amina es un mejor nucleófilo que el amonio. La distribución del producto en el equilibrio es: monometilamina MMA (43 %), dimetilamina DMA (24 %) y trimetilamina TMA (33%):



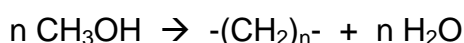
**Usos:** La dimetilamina es la más ampliamente usada de estas tres aminas. El exceso de metanol y la monometilamina reciclada incrementan la producción de dimetilamina. El principal uso de la dimetilamina es la síntesis de dimetilformamida y dimetilacetamida, los cuales son solventes para fibras acrílicas y de poliuretano.

La monometilamina es usada en la síntesis de Sevin, un importante insecticida. La trimetilamina tiene solo un uso mayor, la síntesis de “choline”, un aditivo de alta energía para alimentación de aves de corral.

#### **4.4.7 HIDROCARBUROS DEL METANOL (PROCESO METANOL A GASOLINA MTG)**

El metanol quizá tenga un rol muy importante como una materia prima básica en el futuro por las múltiples fuentes de gas de síntesis. Cuando el petróleo y el gas se agoten, el carbón y otros combustibles fósiles pueden ser convertidos a gas de síntesis, entonces a metanol, por el cual los combustibles de hidrocarburos y químicos pueden ser obtenidos. Durante el comienzo de los setentas, los precios del petróleo se dispararon (como resultado de la Guerra Árabe-Israelí), y muchas investigaciones fueron dirigidas a fuentes de energía alternativas. En 1975, un grupo de investigación de Mobil descubrió que el metanol puede ser convertido a hidrocarburos en el rango de la gasolina con un tipo especial de catalizador de zeolita (ZMS-5).

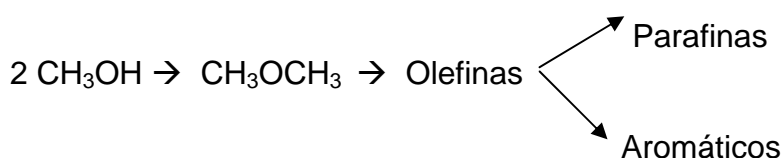
La reacción de metanol sobre un catalizador de ZMS-5 puede ser considerada como una deshidratación, reacción de oligomerización. Puede ser simplemente representada como:



donde  $\text{-(CH}_2\text{)}_n\text{-}$  representa los hidrocarburos (parafinas + olefinas + aromáticos). Los hidrocarburos obtenidos están en el rango de las gasolinas. La Tabla 4.4

representa el análisis de hidrocarburos obtenidos de la conversión de metanol a gasolina (proceso MTG). El proceso de MTG ha sido operado en Nueva Zelanda desde 1985.

Convertir el metanol a hidrocarburos no es tan simple como se observa en la ecuación química previa. Muchos mecanismos de reacción han sido propuestos, y la mayoría de ellos han sido centrados alrededor de la formación del intermediario del dimetil éter seguido por la formación de olefinas. Las olefinas son consideradas como las precursoras para las parafinas y los aromáticos.



**Tabla 4.4: Análisis de la gasolina del proceso MTG**

Componentes, %peso		
Butanos		3.2
Alquilatos		28.6
Gasolina C <sub>5</sub>		<u>68.2</u>
		100%
Componentes, %peso		
Parafinas		56
Olefinas		7
Naftenos		4
Aromáticos		<u>33</u>
		100%
Octano	Research	Motor
Claro	96.8	87.4
Con plomo (3cc de TEL/gal u.s.)	102.6	95.8
Presión de vapor Reid		
Psi		9
KPa		62
Gravedad Específica		0.730
Azufre, %peso		Nil
Nitrógeno, %peso		Nil
Dureno, %peso		3.8
Corrosión al cobre		1A
Destilación ASTM, °C		
10%		47
30%		70
50%		103
90%		169



La distribución de productos es influenciada por las propiedades del catalizador tanto como los varios parámetros de reacción. La actividad del catalizador y su selectividad son funciones de la acidez, tamaño de cristales, razón de silica/alúmina, y además el procedimiento de síntesis. Desde el descubrimiento del proceso MTG, mucho trabajo se ha hecho en otros tipos de catalizador para maximizar la producción de olefinas ligeras.

La propiedad importante del ZMS-5 y zeolitas similares son los sitios intercrystalinos de catálisis, el cual permite a un tipo de molécula reactante de difundirse, mientras rechaza la difusión de otras. Esta propiedad, la cual se basa en la forma y tamaño de las moléculas reactantes tanto como en el tamaño de los poros del catalizador, es llamada selectividad de forma.

En general, dos aproximaciones han sido encontradas que realiza la selectividad a través de la formación de olefinas ligeras. Una aproximación es el uso de catalizador con pequeños tamaños de poros tales como crionita, chabazita y zeolita T. La otra aproximación es de modificar el catalizador ZMS-5 y otros similares para reducir el tamaño de los poros del catalizador a través de la incorporación de varias sustancias en los canales de zeolita y/o por bajar su acidez bajando el cociente  $\text{Al}_2\text{O}/\text{SiO}_3$ . Esta segunda aproximación es usada para detener la reacción en el paso de olefinas, limitando así los pasos para la formación de olefinas y suprimiendo la formación de hidrocarburos más altos.

La Tabla 4.5 muestra la distribución de productos, cuando el metanol reaccionó con muchos catalizadores diferentes para maximizar la producción de olefinas.

**Tabla 4.5: Conversión de Metanol a hidrocarburos por varias zeolitas**

	Distribución de Hidrocarburos (%peso) en:				
	Erionita	ZMS-5	ZMS-11	ZMS-4	Mordenita
C <sub>1</sub>	5.5	1.0	0.1	8.5	4.5
C <sub>2</sub>	0.4	0.6	0.1	1.8	0.3
C <sub>2</sub> <sup>2-</sup>	36.3	0.5	0.4	11.2	11.0
C <sub>3</sub>	1.8	16.2	6.0	19.1	5.9
C <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	39.1	1.0	2.4	8.7	15.7
C <sub>4</sub>	5.7	24.2	25.0	8.8	13.8
C <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	9.0	1.3	5.0	3.2	9.8
C <sub>5</sub> <sup>+</sup> Alifáticos	2.2	14.0	32.7	4.8	18.6
A <sub>6</sub>	--	1.7	0.8	0.1	0.4
A <sub>7</sub>	--	10.5	5.3	0.5	0.9
A <sub>8</sub>	--	18.0	12.4	1.3	1.0
A <sub>9</sub>	--	7.5	8.4	2.2	1.0
A <sub>10</sub>	--	3.3	1.5	3.2	2.0
A <sub>11</sub> <sup>+</sup>	--	0.2	--	26.6	15.1

#### 4.4.8 PROCESO MTO UOP-HYDRO: CONVERSIÓN DE METANOL A OLEFINAS

Las compañías UOP e HYDRO de Noruega han utilizado al metanol en estos últimos años, desde 1997, como materia prima para la producción de olefinas tales como el etileno y el propileno, a través de su proceso MTO (Methanol to Olefins – Metanol a Olefinas). Este proceso tiene en si ventajas tales como:

- Valor excepcional para la conversión directa del metanol a polímeros de alto grado de etileno y propileno.
- El uso directo del etileno y propileno en la industria debido a su gran pureza (98%), el cual no requiere separadores de etano / etileno o butano / butileno.
- Producción limitada de coproductos, comparada con el steam cracking, el cual da como resultado una sección de recuperación sencilla.

- Una fácil integración si existe un craqueador de nafta, debido a la baja producción de parafinas.
- Flexibilidad de cambiar la razón etileno / propileno de 1.5 a 0.75

### Breve Descripción Del Proceso

En el proceso de MTO de la UOP-HYDRO, el metanol crudo, proveniente de las diferentes fuentes ya estudiadas (petróleo o gas de síntesis) es convertido a etileno y propileno. Las composiciones de los hidrocarburos obtenidos purificados se muestran en la siguiente tabla:

<i><u>Component (wt%)</u></i>	<i><u>Maximum Ethylene Mode</u></i>	<i><u>Maximum Propylene Mode</u></i>
Ethylene	48%	34%
Propylene	31%	45%
Butenes	9%	12%
$C_2=/C_3=$	1.5	0.75

Con solo cambiar las condiciones de operación, se puede cambiar a que producto estará determinada la producción.

Se ha demostrado con una planta piloto en Noruega, que un total del 99.8% del metanol es convertido a productos. Esta planta circula y regenera el catalizador continuamente y usa el metanol crudo como alimentación a razón de 0.75 Tm/día.

Este proceso utiliza un catalizador de lecho fluidizado con un regenerador continuo fluidizado. Como SE dijo, la alimentación es metanol proveniente ya sea del gas de síntesis o del petróleo.

El tipo de catalizador usado es de silicoaluminafosfato molecular sintético como base. Este catalizador ha demostrado resistencia a la atrición y la estabilidad requerida para manejar múltiples regeneraciones y condiciones de lecho fluidizado a largo plazo. Este catalizador es extremadamente selectivo a través de productos como el etileno y propileno.

A continuación se muestra un Diagrama simplificado del proceso MTO, el cual muestra el uso de dicho proceso para la obtención de olefinas. El proceso puede manufacturar polímeros de alta pureza y grado con la adición de “splitters” en la sección de recuperación y un debutanizador.

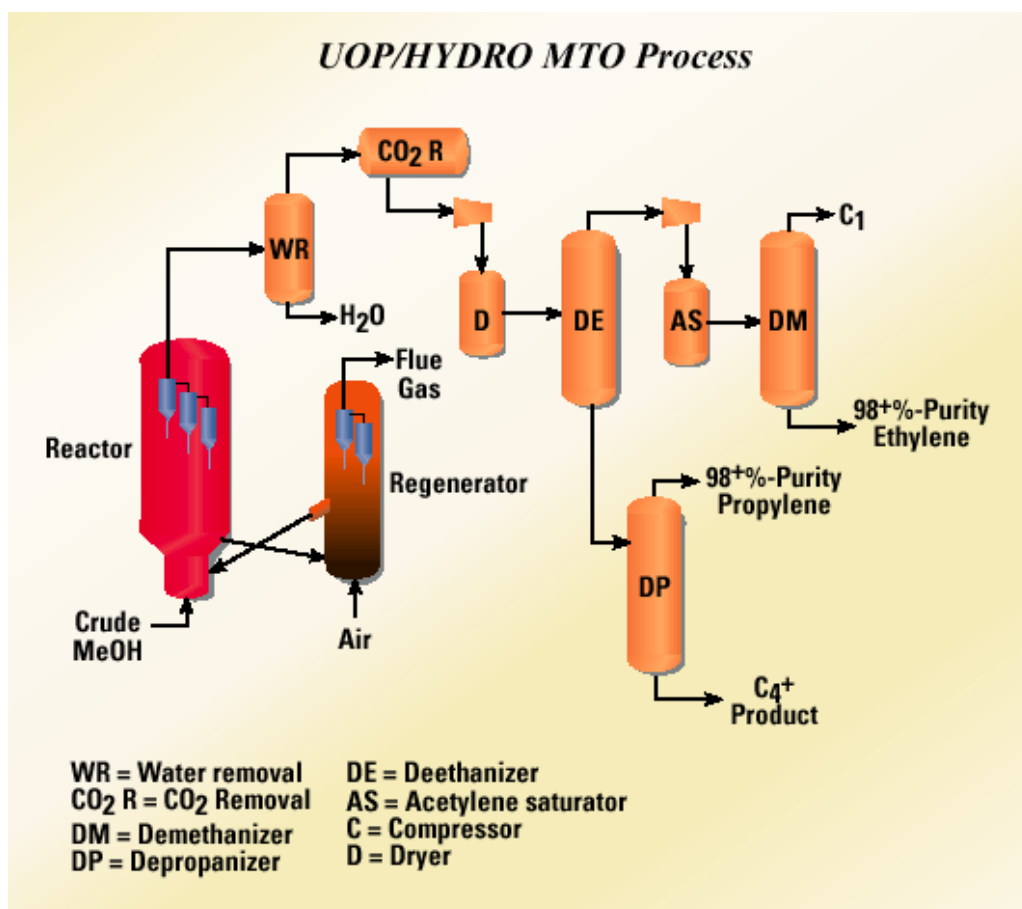


Figura 4.18: Proceso MTO

#### 4.4.9 PROCESO METANOL A POLIPROPILENO (MTP)

Recientemente, Lurgi completó su propia cadena tecnológica para el desarrollo de un proceso para convertir metanol a olefinas que exhiben una alta selectividad a propileno. El etileno, propileno y las olefinas de 5 a 6 carbonos son productos laterales, los cuales son reciclados y convertidos a polipropileno. El producto remanente es una gasolina de alto octanaje que puede ser mezclada en un pool de gasolinas. Este nuevo proceso se designó como el proceso de Metanol a Polipropileno (Metanol to Polypropilene, MTP).

El proceso se basa en una combinación eficiente de los reactores adiabáticos de mayor disponibilidad basados en un reactor de sistema lecho fijo y un catalizador de base zeolítica muy selectivo y estable.

El incremento de la temperatura adiabática de la conversión exotérmica del metanol a polipropileno en el proceso MTP de Lurgi se controla con la adición de vapor y corrientes de reciclo apropiadas a la alimentación de metanol tanto así como por la distribución de la alimentación de metanol en más de un reactor, preferentemente 3 reactores arreglados en serie.

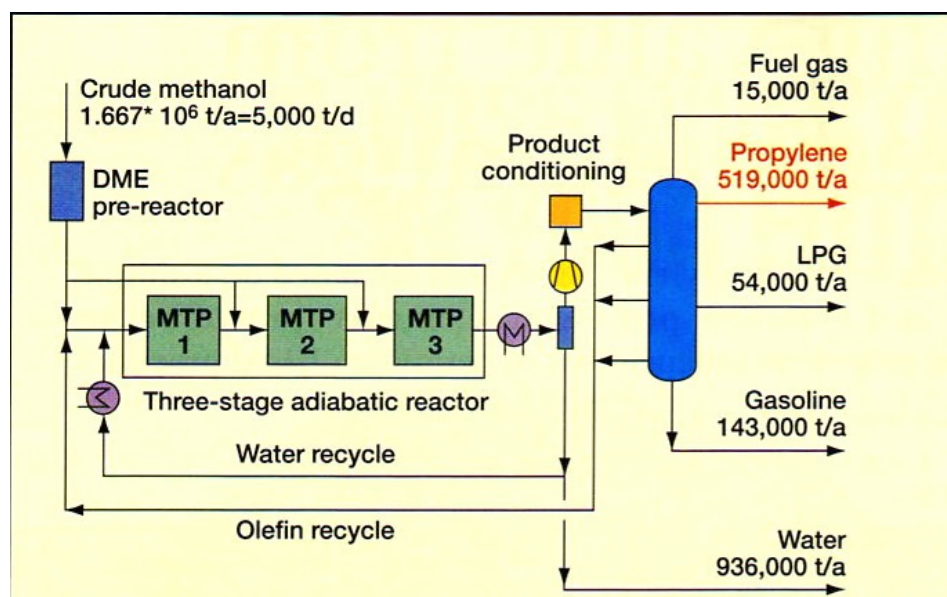


Figura 19: Diagrama de Flujo del proceso MTP.

Además, los reactores de lecho fijo pueden ser fácilmente escalados, requiriendo bajos costos de inversión y proveyendo un tiempo de residencia uniforme de los reactantes, para que la selectividad hacia el propileno sea maximizada. Los reactores de lecho fluidizado que fueron considerados como una opción, exhibieron los problemas bien conocidos de este tipo de reactores (atrición del catalizador, manipuleo de sólidos, dificultad y riesgo al escalamiento en la distribución del tiempo de residencia resultante en bajas selectividades y aparición rápida de coque en el catalizador aplicado). Una evaluación mostró ventajas económicas y tecnológicas del reactor de lecho fijo, el cual entonces fue seleccionado como parte central del nuevo proceso.

### **Breve Descripción Del Proceso**

El metanol es enviado a un pre-reactor adiabático en donde el metanol es convertido a DME (dimetiléter) con un catalizador de alta reactividad y selectividad alcanzando cercanamente al equilibrio termodinámico. Una fracción de la corriente del producto (metanol, agua y DME) es llevada al primer reactor de MTP donde se adiciona también el vapor.

La conversión de la corriente metanol/DME es casi total a Polipropileno (99%). El producto remanente de los reactores de DME se adicionan a un segundo y tercer reactor donde proceden reacciones adicionales. Las condiciones de proceso en los tres reactores se ajustan para garantizar condiciones de reacción similares y una producción total de metanol. La mezcla de productos es entonces enfriada y las corrientes resultantes de gas producto, líquido orgánico y agua se separan. El gas producto se comprime y las trazas de agua y DME se remueven usando técnicas estándar.

El gas limpio es entonces procesado, produciendo propileno de grado polímero. Las diferentes corrientes que contienen olefinas se retornan a la corriente principal de síntesis como una fuente adicional de propileno. Para evitar la acumulación de materiales inertes en la corriente, una pequeña purga es

requerida para los ligeros finales y el corte C<sub>4</sub>/C<sub>5</sub>. Entonces se obtiene una gasolina de alto octanaje como un producto lateral. Una fracción de agua es reciclada y reusada para la generación de vapor.

La formación de coque en el catalizador llega a cantidades menores a 0.01% en la alimentación, tal que los largos tiempos del ciclo de típicamente 600 a 700 horas de operación pueden ser alcanzadas antes de las necesidades de catalizador para ser regenerados. La regeneración toma lugar in situ, quemando los depósitos de coque con una mezcla de aire/nitrógeno a temperaturas de reacción, tal que el catalizador no esté sujeto a temperaturas extremas.

Además, la aplicación de una purga de nitrógeno después de la regeneración de catalizador es finalizada, no hay posibilidad de que entre oxígeno al proceso. Esto facilita el alcanzar las especificaciones requeridas de propileno en la unidad de purificación.

#### **4.5 MARCO JURÍDICO REFERENTE A LA INSTALACIÓN DE LA PLANTA DE METANOL**

Los siguientes decretos legislativos de leyes se relacionan con la posible instalación de la planta de metanol:

##### **4.5.1 D.S. NO. 051-93-EM. REGLAMENTO DE NORMAS PARA LA REFINACIÓN Y PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS.**

La finalidad, según el artículo 4 de esta ley es:

- a) Proteger al personal y las instalaciones.
- b) Proteger el medio ambiente.
- c) Conservar los recursos energéticos.
- d) Asegurar una calidad satisfactoria de los productos vendidos al público.

#### **4.5.2 DECRETO SUPREMO N° 046-93-EM (12/11/93). REGLAMENTO PARA LA PROTECCIÓN AMBIENTAL EN LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS.**

El presente Reglamento tiene por objeto establecer las normas y disposiciones a nivel nacional para el desarrollo de las actividades de exploración, explotación, transformación, transporte, comercialización, almacenamiento y conexas en el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos en condiciones que éstas no originen un impacto ambiental y/o social negativo para las poblaciones y ecosistemas que sobrepase los límites que se establezcan en el presente Reglamento, bajo el concepto de desarrollo sostenible.

#### **4.5.3 DECRETO LEGISLATIVO NO 613. CÓDIGO DEL MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES. (08/09/90).**

La planificación ambiental tiene por objeto crear las condiciones para el restablecimiento y mantenimiento del equilibrio entre la conservación del medio ambiente y de los recursos naturales para el desarrollo nacional con el fin de alcanzar una calidad de vida compatible con la dignidad humana.

#### **4.5.4 DECRETO SUPREMO N° 041-2001-EM (21/07/2001)**

Establecen disposiciones para la presentación del Programa Especial de Manejo Ambiental - PEMA, en actividades de minería, hidrocarburos y electricidad.

#### **4.5.5 RESOLUCION MINISTERIAL N° 596-2002-EM-DM (21.12.2002)**

Aprueban el Reglamento de Consulta y Participación Ciudadana en el Procedimiento de Aprobación de los Estudios Ambientales en el Sector Energía y Minas.

Norma el procedimiento por el cual se desarrollan actividades de información y diálogo con la población involucrada en proyectos mineros o energéticos; así como en el procedimiento de evaluación de los Programas de Adecuación de



Manejo Ambiental (PAMA) para pequeños mineros y mineros artesanales, Estudios de Impacto Ambiental (EIA), Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIASd), Estudios de Impacto Ambiental Preliminar (EIAP) y Evaluaciones Ambientales (EA), que se requieren para la autorización de las actividades que regula y supervisa.

#### **4.5.6 LEY N°. 26834. LEY DE ÁREAS NATURALES PROTEGIDAS. (04/07/97)**

Norma los aspectos relacionados con la gestión de las Áreas Naturales Protegidas y su conservación de conformidad con el Artículo 68° de la Constitución Política del Perú.

Las Áreas Naturales Protegidas constituyen patrimonio de la Nación. Puede permitirse el uso regulado del área y el aprovechamiento de recursos, o determinarse la restricción de los usos directos.

Aquí también se incluye el Decreto Supremo N° 038-2001-AG. Reglamento de la ley de áreas naturales protegidas. (26/06/2001).

#### **4.5.7 LEY N° 27446. LEY DEL SISTEMA NACIONAL DE EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL (23/04/2001)**

Su finalidad es:

- a) La creación del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA),
- b) El establecimiento de un proceso uniforme de las evaluaciones del impacto ambiental de proyectos de inversión.
- c) El establecimiento de los mecanismos que aseguren la participación ciudadana en el proceso de evaluación de impacto ambiental.

#### **4.5.8 LEY Nº 26410. LEY DEL CONSEJO NACIONAL DEL AMBIENTE (22.12.1994)**

Se crea el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) depende del Presidente del Consejo de Ministros, tiene por finalidad planificar, promover, coordinar, controlar y velar por el ambiente y el patrimonio natural de la Nación.

#### **4.5.9 DECRETO LEY Nº 25902. Ley Orgánica del Ministerio de Agricultura (29.11.1992)**

Mediante el Artículo 17° crea Instituto Nacional de Recursos Naturales – INRENA, con el propósito de regular el uso del agua en la zona industrial.

De todas estas leyes, además de datos recogidos de otras plantas de metanol en el mundo (en su mayoría de Chile y Canadá), se deduce la tabla 4.6, que nos da algunos límites permitidos de ciertos parámetros, que guardan una estrecha relación con la instalación de una planta de metanol.

**Tabla 4.6: Límites permitidos de algunos parámetros (fuente: CONAM, DIGESA)**

Amoniaco	1,5 mg/l
DQO	250 mg/l
Grasas y aceites	0.5 mg/l
pH	6.5-8.5
Conductancia específica	1.5
Temperatura	30°C máximo
Sólidos en suspensión	200-350 mg/l

#### **4.6 PLANTAS DE METANOL Y SU RELACIÓN CON EL MEDIO AMBIENTE**

La instalación de una planta de metanol afectará al medio ambiente con emisiones tales como monóxidos y dióxidos de carbono, vapor de metanol, vapor de agua, compuestos óxidos nitrogenados y componentes orgánicos hidrocarbonados volátiles. De todos ellos, el dióxido de carbono es el que presenta las mayores emisiones y el mayor contaminante.

Todas las unidades de producción en el mundo siempre están bajo la jurisdicción (entiéndase países) en las cuales se encuentran, sea cual fuere el licenciante o la empresa bajo la cual se efectúa la puesta en marcha de la construcción de una planta. Estos permisos dan la facilidad de usar los recursos de tierra y agua, así como descargar emisiones dentro de los límites permitidos en la legislación del lugar donde se instale la planta.

### **CONDICIONES GENERALES**

Las condiciones generales que aplican a todas las instalaciones cubren las emisiones de aire y las descargas de líquidos. Los recursos permiten límites delineados que son productos laterales esperados de las plantas de metanol, tales como pH, metanol, demanda química de oxígeno e hidrocarburos. También limitados, cada uno en forma específica o por implicación, están los químicos de las aguas de tratamiento y los productos de punto de quiebre.

Los límites comunes de emisiones al aire de todas las plantas cubren las tasas de flujo y concentración de los productos de combustión, tales como óxidos nitrosos (conocidos como los NOx) y descargas de componentes orgánicos volátiles (VOCs). Los límites están impuestos cada uno por la misma descarga o por las concentraciones permitidas en el medio ambiente en el área correspondiente.

Los sólidos no venenosos de desecho que son generados intermitentemente en las plantas, tales como resinas gastadas o residuos de construcción, pueden ser enviados a los límites municipales y la mayoría no está cubierta en los reglamentos.

De todo lo expuesto, la Tabla 4.7 muestra los límites permitidos de estos parámetros tomados de algunas plantas de metanol. En el anexo 3: Requerimientos ambientales de una planta de metanol, se explican los

potenciales impactos ambientales que se pueden esperar de estos parámetros, en base a la operación de la planta de metanol.

**Tabla 4.7: Límites permitidos de parámetros de plantas de metanol (fuente Methanex, año**

	Medicine Hat, Alberta, Canadá	Kitimak, British Columbia	Punta Arenas, Chile *	Motunui, Nueva Zelanda	Valle Wuaitara, Nueva Zelanda
Amoniaco		10 mg/l			200 mg/l
DQO	700 ppm (peso)	100 mg/l		200 mg/l	
Tasa de flujo		5000 m <sup>3</sup> /día		504 m <sup>3</sup> /h	5000 m <sup>3</sup> /día
Metanol				15 mg/l	15 mg/l
Grasas y Aceites	100 ppm (peso)		350 mg/l	10 mg/l	10 mg/l
pH	5.5 - 9.5	6.5 – 8.5	5.5 – 9	6.0 – 9	6.0 – 11
Conductancia específica		Ninguno			
Temperatura	170 °F máximo	30 °C máximo			
Componentes Orgánicos Totales					
Total de sólidos en suspensión	400 ppm (peso)		700 mg/l	70 mg/l	1000 mg/l
Residuos volátiles no filtrables		40 mg/l			

**2002)**

\* La planta de Chile es monitoreada diariamente y estos límites se están llevando a partir del año 2005

Haciendo una comparación entre las tablas 4.6 y 4.7, podemos afirmar que hay ciertos parámetros los cuales no están dentro de los límites permitidos en el Perú (amoniaco, grasas y aceites, total de sólidos en suspensión), y otros que si están dentro de los límites permitidos. Hay que volver a recalcar que las empresas involucradas siempre se adecuan a las exigencias ambientales de cada país.

#### **4.6.1 IMPACTO AMBIENTAL EN LA ZONA DE UBICACIÓN DE LA PLANTA**

Para una evaluación de impacto ambiental en una planta de esta naturaleza, vamos a seguir tanto las normas nacionales como las internacionales. Tenemos el D.S. No. 051-93-EM., el Reglamento de Normas para la Refinación y

Procesamiento de Hidrocarburos, cuya finalidad según el artículo 4 de esta ley es:

- a) Proteger al personal y las instalaciones.
- b) Proteger el medio ambiente.
- c) Conservar los recursos energéticos.
- d) Asegurar una calidad satisfactoria de los productos vendidos al público.

Asimismo, este reglamento solicita:

1. Memoria descriptiva del proyecto, que contendrá:

- a) Ubicación de la Obra.
- b) Descripción de las unidades de procesamiento y de servicios proyectados, naturaleza y origen de las materias primas, capacidad de procesamiento y producción, naturaleza y destino de los productos y subproductos.

2. Planos relativos al proyecto, incluyendo diagramas de flujo de proceso, planos de ubicación, arreglo de planta y de equipos, sistemas de contraincendio, principales elevaciones, cortes y especificaciones de equipos, y toda información que permita verificar en lo posible el cumplimiento de las normas y disposiciones dadas en este Reglamento.

3. El programa propuesto para el diseño, construcción y puesta en funcionamiento.

4. Documentos relativos al terreno y conformidad de ubicación, que incluya:

- a) Copia certificada del título de propiedad del terreno o minuta de compra legalizada o contrato de cesión de uso del terreno, según sea el caso.

- b) Certificado de compatibilidad de uso y certificado de alineamiento del terreno propuesto para las instalaciones, expedido por la municipalidad provincial correspondiente.
5. Relación de los profesionales colegiados responsables de la ejecución del proyecto.
  6. Informe de una empresa Auditora Técnica, sobre calificación de la seguridad técnica de las instalaciones proyectadas.
  7. Estudio de Impacto Ambiental (EIA), según las normas establecidas en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

#### **4.7 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA**

El proceso de obtención de metanol en principio, viene a ser el mismo en cualquier tipo de tecnología, sea cual fuere el licenciante. La elección del tipo de tecnología se ha basado en las facilidades del proceso de obtención, rendimiento, cuidados ambientales y adecuación a la legislación ambiental principalmente.

La tecnología del metanol ha sufrido evoluciones que han traído como consecuencia un alto rendimiento tanto en la producción como en la economía del proceso. Desde que apareció la tecnología ICI de baja presión, creado por la compañía del mismo nombre, este proceso no ha sufrido grandes variantes tecnológicas a lo largo de 25 años. Incluso, los competidores más cercanos como Lurgi, se basaron en ICI para crear su propia base tecnológica.

En las tablas 4.8 y 4.9, se encierran las ideas principales del presente capítulo en cuanto a cada punto del aspecto tecnológico. El fin de estos cuadros es elegir una opción tecnológica al respecto.

**TABLA 4.8: PROCESOS PARA LA OBTENCIÓN DE METANOL**

	<b>Carga</b>	<b>Condiciones de operación</b>	<b>Característica principal</b>
<b>1. Oxidación parcial</b>	Hidrocarburos líquidos-sólidos	60-90 atm. 950-1250°C	La alimentación requiere alta severidad en la operación
<b>2. Steam Reforming</b>	Gas natural-C <sub>1</sub> a C <sub>4</sub>	15-25 atm. 850-940°C	Útil para operar con gas natural.
<b>3. Reformado combinado</b>	Gas natural, ligeros, HC líquidos -sólidos	35-40 atm. 700-800 °C	Combinación de los procesos anteriores.

De la tabla 4.8, podemos afirmar que los procesos de steam reforming y el reformado combinado son los mejores con respecto a la oxidación parcial por:

- la materia prima a utilizar en el proceso,
- condiciones operatorias moderadas con respecto a la oxidación parcial.

La tabla 4.9 presenta las diferentes tecnologías existentes con los procesos de steam reforming y reformado combinado.

**TABLA 4.9: COMPARACIÓN ENTRE TECNOLOGÍAS EXISTENTES**

	<b>PROCESO A BAJA PRESIÓN ICI</b>	<b>REFORMADO COMBINADO LURGI</b>	<b>MEGAMETHANOL LURGI</b>
<b>1. CARACTERÍSTICA PRINCIPAL</b>	Proceso a baja presión. Tiene como carga al gas natural.	Encierra los beneficios de la oxidación parcial y el steam reforming, posee una gran versatilidad en materia prima, (gas, líquido) condiciones de operación principalmente	Proceso que produce una mayor cantidad de metanol con la misma cantidad de materia prima (gas natural) de los dos procesos anteriores. Mayor conversión a producto.
<b>2. MATERIA PRIMA</b>	Gas natural	Gas natural (principalmente) y líquido	Gas natural (principalmente) y líquido
<b>3. ASPECTO ECONÓMICO</b>	A condiciones moderadas de severidad, mayor economía en el proceso	A condiciones moderadas de severidad, mayor economía en el proceso	Ideal para lugares en donde los yacimientos de gas natural están alejados del centro de producción. Además, la producción de metanol es casi 3 veces mayor con la misma cantidad de materia prima utilizada en las dos tecnologías anteriores.

<b>TABLA 4.9: COMPARACIÓN ENTRE TECNOLOGÍAS EXISTENTES (continuación)</b>			
<b>4. ACOPLAMIENTO CON OTRAS TECNOLOGÍAS</b>	No da mayor detalle al respecto.	Lurgi asegura un acoplamiento con cualquier tecnología existente.	Se acopla a cualquier tecnología existente, pudiendo además integrarse a plantas de procesos como MTO, MTG, MTP, MegaAmmonia.
<b>5. CAPACIDAD</b>	Las plantas son de mediana capacidad (hasta 1800 TM/día)	Las plantas son de mediana capacidad (de 1800 a 3500 TM/día)	Plantas de mediana capacidad y sobre todo gran capacidad (más de 5000 TM/día)
<b>6. MEDIOAMBIENTE</b>	Cumple con la tabla 4.7. Tiene planes anuales medioambientales por cada lugar de instalación.	Cumple con la tabla 4.7. Lurgi se adecua al lugar de instalación.	Cumple con la tabla 4.7. Lurgi se adecua al lugar de instalación.
<b>7. EXPERIENCIA</b>	El pionero del proceso a baja presión.	El más cercano competidor del proceso ICI desde el día que este salió a la luz. Siempre existen grandes mejoras tecnológicas al respecto. Una prueba de ello es la tecnología MEGAMETHANOL, patente de LURGI.	El más cercano competidor del proceso ICI desde el día que este salió a la luz. Siempre existen grandes mejoras tecnológicas al respecto. Una prueba de ello es la tecnología MEGAMETHANOL, patente de LURGI.
<b>8. INNOVACIÓN TECNOLÓGICA</b>	Si. Existen mejoras al proceso de baja presión	Si. Lurgi hace investigaciones para acoplar otras tecnologías a este tipo de plantas.	Si. Lurgi hace investigaciones para acoplar otras tecnologías a este tipo de plantas.
<b>9. INSTALACIONES Y EQUIPOS DE ACUERDO AL TAMAÑO DE PROYECTO.</b>	No, de acuerdo a lo que se proyecta (5000 TM/día).	No, de acuerdo a lo que se proyecta (5000 TM/día).	Si cumple el tamaño de proyecto establecido (5000 TM/día).

Para hacer una selección de la tecnología que se adecue a las condiciones existentes en el país y a los requerimientos para la planta de metanol, vamos a tener en cuenta aspectos como son la experiencia en el mercado, ventajas tecnológicas, máxima rentabilidad y rendimiento y quizás el punto más importante, la reducción de costos sin alterar la cantidad y la calidad del proceso de manufactura de nuestro producto.

A partir de los puntos establecidos en la Tabla 4.9, seleccionaremos la tecnología desde los puntos de vista de Experiencia, Investigación, Químico,



Productivo, Tecnología de la Información, Recursos Humanos y Legales, Logística, Ambiental y Gestión Empresarial:

- Se dispone de información de los pioneros en el proceso de obtención de Metanol a partir del Gas Natural, que corresponden a LURGI e ICI.
- En el caso de ICI, tenemos datos de las plantas del año 1986. Según la información que se ha recolectado para estas plantas, la tecnología ICI sigue siendo la misma y no ha cambiado en los últimos 20 años. Cabe resaltar que ICI tiene en su haber Plantas de Metanol de capacidades que oscilan desde los 1800 a 3000 TM/día; es decir, las plantas de Mediana Capacidad y Tecnología en la actualidad, pero, al no contar con datos mas recientes, dejaremos esta planta de lado.
- Para LURGI, contamos con datos de plantas de la tecnología “MegaMethanol” del año 2003, el cual tendremos que acondicionar a todas las consideraciones ya hechas.
- Lurgi, quien es una de las grandes licenciantes de plantas de metanol, además de otras plantas químicas y petroquímicas, quien ofrece una alta competitividad de un completo “estado del arte” en producción de plantas. Lo que Lurgi ofrece es, entre muchos de sus servicios:
  - a) Ventaja competitiva y tecnológica.
  - b) Creación de soluciones económicas viables para diferentes rutas de producción.
  - c) Innovación de tecnologías existentes a partir de su fuerza tecnológica.
  - d) Profesionales capacitados.
  - e) Desarrollo de Mercados.
  - f) Planeación, Investigación y Desarrollo del proyecto detallado y transparente, que asegure la rapidez de este, de principio a fin.

g) Excelencia en la seguridad.

- LURGI actualmente se destaca por el desarrollo de su tecnología “Gas to Chemicals” por varios años, haciendo las primeras publicaciones del concepto de la tecnología “MegaMethanol®” en el año 1997, teniendo a finales del año 2000, dos contratos por firmar, siendo uno de ellos el de la Planta MegaMethanol de Trinidad y Tobago, actualmente en funcionamiento. Cabe mencionar que a la tecnología “MegaMethanol®”, se le están integrando nuevas tecnologías, una de ellas la “MTP”.
- La tecnología “MegaMethanol®” LURGI, está diseñada, tal como se ha mencionado en el aspecto técnico, para casos en los cuales los yacimientos de gas están alejados y en condiciones difíciles de inversión.
- Actualmente LURGI es uno de los licenciantes de la gran mayoría de Plantas existentes en operación de capacidades desde los 2500 TM/día hasta 10000TM/día, siendo esta tecnología la que ahora está predominando, e incluso, a esta se integran otras tecnologías que implican Plantas de Gas de Síntesis (MegaSyn®), Amoniaco (MegaAmmonia®) y Polipropileno (Tecnología Lurgi MTP®).

#### **4.8. ELECCIÓN FINAL DE LA TECNOLOGÍA**

- Podemos concluir entonces, de acuerdo al presente capítulo, que la planta de metanol será construida bajo la licencia de LURGI, usando la tecnología “MegaMethanol®”.

**CAPÍTULO V**  
**LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA**  
**ACERCA DE LAS POSIBLES SEDES DE LA PLANTA DE**  
**METANOL**

**5.1 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN**

La selección del lugar se debe hacer en un equilibrio bien definido de las ventajas y desventajas de las diversas zonas geográficas del lugar.

Se consideran los siguientes factores:

1. MATERIAS PRIMAS
2. MERCADOS
3. DISPONIBILIDAD DE POTENCIA Y COMBUSTIBLES
4. CLIMA
5. MEDIOS PARA EL TRANSPORTE
6. DISPONIBILIDAD DE AGUA
7. ELIMINACION DE EFLUENTES O RESIDUOS
8. DISPONIBILIDAD DE MANO DE OBRA
9. CARACTERISTICAS DE LA UBICACIÓN
10. PROTECCION CONTRA INUNDACIONES E INCENDIOS

## 11. FACTORES RELACIONADOS CON LA COMUNIDAD

Para esto, hemos elegido dos lugares en donde se expondrá el porque la elección de cada uno de ellos.

### 5.2 TALARA-PIURA

Talara, su capital, es un importante puerto petrolero que llegó a producir más del 90% del petróleo peruano. Aquí se encuentran la refinería y las plantas de almacenamiento de crudo más importantes de la costa norteña, además de una numerosa flota pesquera. En la cercana localidad de Negritos se explotan varios yacimientos petrolíferos bajo la modalidad de contratos a terceros.

La razón principal por el cual se ha seleccionado esta zona ha sido por la industria emergente que posee en el aspecto petrolero y de fertilizantes, pudiendo ser el inicio de una zona industrial de refinación y petroquímica.

La segunda razón, se encuentra en que esta zona posee yacimientos de gas, que aunque no son explotados industrialmente, pueden integrarse como materia prima a la Planta de Metanol en ese lugar.

Otra razón muy poderosa es que esta ciudad por ser costera, nos da una salida al Océano Pacífico, pudiendo desde ahí iniciarse la distribución internacional a países de la zona Latinoamericana, y también al resto del mundo a través del Canal de Panamá. Además puede aprovecharse el muelle de carga ubicado en la bahía de Talara, destinado para la Refinería de Talara.

Debe tenerse en cuenta que en el caso de que la Planta de Metanol tenga esta ubicación, sería un lugar estratégico en Latinoamérica, ganando así un nuevo mercado el cual no está tan próximo a la zona de influencia que tienen Chile y Argentina, quienes serían nuestros competidores más fuertes; esto, en mención

especial, al mercado de los Estados Unidos, el cual ve mucho más rentable en la actualidad importar Metanol debido al alto precio que tiene el Gas Natural en la Región Centro-Norte del mundo occidental.

### **5.2.1 MATERIA PRIMA: YACIMIENTOS DEL NOROESTE**

Talara se encuentra muy cercana a los yacimientos del Noroeste. A principios del 2005 se identificó un potencial de 4.02 BPC de gas natural Actualmente la empresa BPZ Energy está con miras a exportar el gas de la zona a Ecuador del lote Z-1, además del lote XIX ubicada entre Tumbes y Zarumilla, cercana a la zona.

Frente a la costa de Piura y Tumbes, Petrotech opera desde 1994 el lote Z-2B, donde se produce petróleo y gas natural.

### **5.2.2 CERCANÍA A LOS MERCADOS**

El Perú tiene a su favor una buena ubicación geográfica para la exportación de materia prima, tal como se mencionó en el estudio de mercado.

Talara se encuentra ubicada a 1 185 Km. al norte de la ciudad de Lima, en la parte Nor-Occidental de los cerros de Amotape, con una superficie de 2 799.49 Km.<sup>2</sup>, cuya situación es de -4.56667 de latitud, y -81.25 de longitud, y consta con una población de 152 233 habitantes aproximadamente (datos INEI). La zona de Talara, en especial, tiene una mayor cercanía al mercado que es toda la cuenca del Pacífico.

### **5.2.3 DISPONIBILIDAD DE POTENCIA Y COMBUSTIBLES**

El tipo de planta que vamos a construir basa todo su funcionamiento en el gas natural, por lo que la disponibilidad de potencia y combustibles sería cubierta en su totalidad.

#### **5.2.4 CLIMA**

El clima de Talara está catalogado como cálido y seco, y la temperatura oscila regularmente en 20°C, llegando en días de verano hasta 35 °C (promedio). Como se sabe, el metanol es un material altamente volátil, por lo que se debe de disponer de condiciones de almacenamiento óptimas para evitar pérdidas del tipo económico.

#### **5.2.5 MEDIOS PARA EL TRANSPORTE**

La infraestructura vial existente en la zona está constituida por la Panamericana Norte

que pasa por Talara; de Talara existe una carretera asfaltada que conecta a Negritos. Por esta vía se efectúa el transporte de productos como los hidrocarburos, de la industria local, abarrotes y de pan llevar así como también otros productos. La carretera es adecuada para el transporte de metanol a través de camiones cisterna, tal como se efectúa en todos los países que cuentan con esa industria.

Además, se cuenta con el puerto de Talara y el muelle de carga destinado para la Refinería de Talara, que nos da acceso a la cuenca del pacífico, nuestro mercado objetivo.

#### **5.2.6 DISPONIBILIDAD DE AGUA**

El abastecimiento de agua se hace en su mayoría por pozos. Lo ideal es que esta planta se ubique en las cercanías del mar, puesto que se dispone de tecnología que usa el agua de mar como un abastecedor de agua para toda la planta.

### **5.2.7 ELIMINACIÓN DE EFLUENTES O RESIDUOS**

Tal como se expuso en 4.6, la planta de metanol es una planta altamente ecológica, por lo que los peligros de efluentes líquidos contaminantes o residuos son bajos.

Hay que recordar además, que si nos referimos a agua de proceso, el agua utilizada es el agua de mar, el cual una vez utilizada vuelve al mar, y no se han reportado casos de variación del comportamiento ambiental al respecto.

### **5.2.8 DISPONIBILIDAD DE MANO DE OBRA**

La Población Económicamente Activa de la provincia de Talara representaban en 1993, un 59% aproximadamente. En cambio en el 2005, se observa una ligera disminución en la provincia de Talara a un 54%.

La PEA ocupada a nivel de la provincia de Talara representa en promedio el 91.6% respectivamente. No obstante este alto porcentaje de población ocupada, la población adecuadamente ocupada solo representa el 14% de la PEA, pues el 50% de la población se encuentra en situación de pobreza relativa y el 35% en situación de pobreza extrema. El 49 % de la PEA de 15 años y más se ubica en el sector terciario.

El incremento de la PEA desocupada en la provincia de Talara se debe a las políticas de despidos masivos y reducción de personal operados en las empresas petroleras principales prestadoras de servicios. De cada 10 personas sólo 4 trabajan y de estas 3 son subempleadas.

Se espera que con la Planta de Metanol en la zona, los índices de desempleo disminuyan, tanto en forma directa (planta de metanol) como indirecta (aparición de pequeñas y micro empresas que traerían como consecuencia la creación de nuevos puestos de trabajo).

Además, se cuenta con personal calificado en la zona, procedente de las Universidades de la Costa Norte del Perú, en especial de la Universidad de Piura.

### **5.2.9 CARACTERÍSTICAS DE LA UBICACIÓN**

Su relieve es moderado, destacando las terrazas marinas, los abanicos fluviales, las dunas y los depósitos de arenas eólicas, alternadas con pequeños cerros que constituye la parte baja de los contrafuertes occidentales de la Cordillera de los Andes.

La morfología se caracteriza por un relieve ondulado donde alternan colinas bajas, con terrazas fluviales y marítimas, de hasta 4 niveles. Las primeras que están siempre a orillas de los principales ríos y las marítimas también escalonadas en varios niveles, pueden observarse sobre todo en la región sur del Perú y en el norte, zona del departamento de Piura, donde reciben el nombre de tablazos, característico del territorio de Talara.

El relieve es un punto a favor que hace factible la construcción en la zona.

### **5.2.10 PROTECCIÓN CONTRA INUNDACIONES E INCENDIOS**

#### **A) INUNDACIONES**

El norte del Perú se caracteriza por la presencia anual del “fenómeno del Niño”, que aparece en el período de verano frente a la costa. Algunas de las características de este fenómeno son:

- Incremento de la temperatura superficial del mar peruano.
- Incremento de la temperatura del aire en zonas costeras.
- Disminución de la presión atmosférica en zonas costeras.
- Vientos débiles.
- Disminución del afloramiento marino.



- Incremento del nivel del mar frente a la costa peruana.

Los impactos negativos de este fenómeno son:

- Lluvias excesivas en la costa norte, causando muchas veces inundaciones y desbordes de ríos.
- Presencia de epidemias.
- Alteración de los ecosistemas marinos y costeros.

Los impactos positivos de este fenómeno son:

- Incremento del volumen de agua en los reservorios del norte.
- Incremento del nivel de las aguas subterráneas.

## **B) INCENDIOS**

El clima cálido de la zona hace que la materia prima, químicos y productos, por sus características volátiles, sean fuentes que pueden dar origen a incendios, por lo que se requiere un plan de contingencia que prevenga este tipo de siniestros. En el apartado 4.6. ya se habló al respecto.

### **5.2.11 FACTORES RELACIONADOS A LA COMUNIDAD**

La provincia de Talara, cuenta con una población de 152,233 habitantes. La densidad poblacional de la Provincia de Talara es de 54 hab./Km<sup>2</sup>. El 99% de la población de la provincia de Talara se encuentra ubicada en el área urbana.

La Provincia de Talara se caracteriza por presentar una población Joven (el 95% de la población tiene una edad límite de 65 años). La estructura de la población por sexo para la provincia de Talara es de 49% para la población masculina y del 51% para la población Femenina, por tanto, el índice de masculinidad de la provincia de Talara para el 2004 es de 99 hombres por cada 100 mujeres.

Los centros poblados estudiados, al igual que las provincias de Talara se caracterizan por presentar saldos migratorios negativos, por la situación de

pobreza extrema que presenta gran parte de su población, fundamentalmente ubicada en el ámbito rural. La población emigrante tiende a dirigirse a las ciudades de Sullana, Piura, Talara, Trujillo y Lima en busca de trabajo y bienestar en general. La población inmigrante proviene de los centros poblados y provincias aledaños así como de otros departamentos del país, pero en menor proporción. La tasa neta de migración es de  $-14.3$  debido a que los inmigrantes al departamento de Piura para el año 1993 fueron 75,000 personas y los emigrantes para el mismo año fueron de 276,000 personas con un saldo migratorio negativo de -201,000 personas.

En cuanto a educación, puede decirse que la tasa de analfabetismo en la provincia de Talara es de 4 %.

La tasa de mortalidad infantil para el año 2005 es del 58%. La mortalidad infantil es muy alta debido a la existencia de enfermedades como la neumonía, Tuberculosis, Infecciones respiratorias agudas, desnutrición y entre otras, las enfermedades de disentería, gastroenteritis y afecciones a la piel.

La Tasa Global de Fecundidad o el número de hijos por mujer en la provincia de Talara fue de 4 hijos por mujer para 1993 y el 2004 respectivamente.

La esperanza de vida al nacer en la provincia de Talara se elevó de 63 a 69 años entre 1993 y el 2005. En los distritos de Lobitos y La Brea igualmente se incremento de 66 y 63 años respectivamente a 70 años.

## **1. VIVIENDA**

En la provincia de Talara casi la totalidad de las viviendas son particulares y están ocupadas, sin embargo, en algunos centros poblados existen viviendas con personas ausentes por la migración de sus propietarios a otras ciudades como Sullana, Piura, Trujillo y Lima.

En los asentamientos humanos se concentran las viviendas en condiciones deficitarias, construcciones improvisadas y con instalaciones inadecuadas.

### **Servicios básicos en las viviendas**

Un 86% de la población cuenta con servicios de agua potable. Los servicios de abastecimiento de desagüe en 1993 representaban el 56% para la provincia de Talara. Para el 2005, este servicio se incrementó al 58% para la provincia de Talara.

Las viviendas con energía eléctrica para 1993 representaban 73% para la provincia de Talara, el servicio aumentó ligeramente al 74%.

### **Equipamiento de hogares**

Los hogares que tienen artefactos eléctricos y/o electrodomésticos en la provincia de Talara representan menos del 54%.

## **2. AMBIENTE ECONOMICO**

### **Producción**

Las principales actividades que se desarrollan en la provincia de Talara son la extracción de petróleo, la pesca, la ganadería, el comercio y los servicios, entre otros.

En La Brea, la explotación del petróleo crudo y el gas natural es aún la actividad más importante del sector productivo, sin embargo su importancia o participación en el PBI departamental ha venido disminuyendo.

La explotación del petróleo en el distrito de la Brea, es realizada por las empresas PETROTECH con 504 trabajadores dependientes y 10 independientes, dedicado a la prestación de servicios y, la empresa SAPET que tiene a su cargo la explotación de pozos en desarrollo en el denominado lote VII.

En el distrito de la Brea, 153 personas se dedican a la pesca artesanal, para lo cual cuentan con embarcaciones. De la pesca obtenida el 70% se destina al consumo humano. Ligada a esta actividad está la envasadora de pota PEPESCA cuya producción está destinada al mercado externo o exportación. Esta planta da trabajo eventual fundamentalmente a las mujeres quienes se dedican a la limpia y fileteo de la pota. En el distrito de Lobitos, la Pesca artesanal, es la primera y más importante actividad. Esta actividad da ocupación a 120 personas registradas oficialmente con un número aproximado de 40 embarcaciones que incluye a los informales. El transporte de los productos hidrobiológicos se realiza en camiones isotérmicos hacia los centros de consumo, representa una actividad rentable cuando hay producción adecuada.

La provincia de Talara participa en promedio con un 37% de desembarco de pescado fresco. Lobitos apenas aporta el 1% de este total.

La infraestructura comercial del distrito de la Brea esta conformada por 64 pequeñas tiendas o establecimientos comerciales independientes, 6 panaderías, 3 ferreterías, 3 boticas, 1 farmacia, 3 librerías, 2 grifos de combustible y 2 mercados de abasto. En el distrito de Lobitos, unas 100 personas o 20 familias que incluyen a niños y ancianos se dedican a la crianza de ganado caprino que no es significativa desde el punto de vista demográfico.

### **Infraestructura Económica**

- **Recursos agroindustriales**

Los recursos agroindustriales que destacan en la provincia de Talara son la producción de petróleo y la pesca de productos hidrobiológicos.

- **Potencial de los recursos naturales existentes**

El potencial de los recursos naturales existentes en la provincia de Talara son el petróleo, la pesquería y los minerales metálicos y no metálicos.

La pesquería, constituye un enorme potencial en recursos hidrobiológicos debido a la posibilidad de desarrollar una intensa actividad pesquera artesanal e industrial. Con este potencial de recursos hidrobiológicos, se puede desarrollar la producción industrial de las algas marinas; Desarrollo de la acuicultura (langostinos, camarón) y la maricultura (ostras); El seco salado, salado y salpresado de diversas variedades de pescados como jurel, caballa, lisa y, la Gelatina Industrial a partir de pieles y cola de pescado.

En Minería, existe la presencia de recursos mineros metálicos y no metálicos, entre estos últimos están la baritina y la bentonita. El principal recurso del distrito de Lobitos lo constituye el potencial de hidrocarburos. El petróleo se localiza en el zócalo continental principalmente y en los pozos de los lotes de explotación. En cuanto al potencial industrial sin considerar a los hidrocarburos, se tiene la explotación de la:

- Bentonita: filtración de aceites minerales y vegetales.
- Arcilla.- ladrillos, tubos de drenaje y elementos cerámicos decorativos.
- Baritina.- sellado de pozos de petróleo.
- Salinas.- sal doméstica e industrial
- Salmueras.- cloruro de sodio, soda cáustica, cloro, hipoclorito etc.

### **Actividad turística**

La provincia de Talara posee hermosos paisajes naturales como el de Punta Pariñas y Punta Balcones, ésta última refugio de lobos marinos y el punto extremo occidental de América del sur.

La actividad del turismo puede ser reforzada con la producción de artesanías y el desarrollo de una variada gastronomía en base de pescado y mariscos.

En materia de petróleo es posible operar un paquete turístico que incluya una visita a un pozo, una plataforma y a la refinería.

### **Identificación de actores**

En la provincia de Talara y los distritos de Lobitos y La Brea existen diversas organizaciones económicas, sociales, políticas y culturales. Entre las principales organizaciones económicas, sociales, políticas y culturales publicas que destacan en la provincia de Talara podemos mencionar a: la Municipalidad provincial, la subprefectura y gobernación del distrito, el juzgado de paz, la policía nacional y el cuerpo voluntario de bomberos, el Banco de la Nación, Electronoroeste, Petrotech Peruana S.A. y Petroperú.

Entre las principales organizaciones económicas, sociales, políticas y culturales privadas que destacan en la provincia de Talara podemos mencionar a la Iglesia Católica, Iglesia Adventista, la Iglesia Protestante o Evangélica, las organizaciones no gubernamentales (ONGS),; EPS Grau S.A; Telefónica del Perú, la Cooperativa de ahorro y crédito “Cristo Rey”, Sapet, Mercantil, SPC Y k & C (da servicios a Petrotech), Enosa, INCOSEG, Peruvian services, el gremio de pescadores; La Asociación de desocupados; los Clubes deportivos; El Club de Leones de negritos; La Asociación de la mujer negriteña; el Comité de Brigadas Verdes y la mesa de concertación de lucha contra la pobreza.

Entre las organizaciones sociales de base destacan los 30 Comités de Vaso de Leche con 3,879 beneficiarios, los 16 comedores populares que benefician a 6 mil pobladores, los 45 Comités de desarrollo y progreso Sectoriales que se han constituido en las calles avenidas y asentamientos humanos y los 185 con los clubes de madre, wawawasis y las unidades de rehidratación oral (URO).

### **3. PERCEPCIÓN DE LA POBLACIÓN POR LA INSTALACIÓN DE PLANTAS INDUSTRIALES**

**Principales consecuencias positivas:** Las principales consecuencias positivas se cuentan, entre ellas con la generación de empleo. De esto, se tendrá una mejora de ingresos de la población, de la canasta familiar y un mayor poder adquisitivo.

Además, se tendrá un crecimiento de la educación que conlleva a un crecimiento de la sociedad en el lugar de la instalación.

**Principales consecuencias negativas:** Entre ellas podemos contar con la contaminación ambiental, que es un problema en cualquier tipo de industria. Por otra parte, se tiene también el crecimiento de la población por presencia de foráneos, de donde una parte de estos generarán ciertos males sociales. Además, se tiene el alza del costo de vida debido a que las personas mejorarían su poder adquisitivo, que cubrirían sus necesidades básicas y creando otras necesidades secundarias y superfluas.

#### **5.3 PISCO-ICA**

Una razón poderosa para que la planta se encuentre ubicada en Pisco es la cercanía al paso del gasoducto existente en la zona, en donde se puede obtener la materia prima de forma casi inmediata proveniente del Gas de Camisea.

La segunda razón se encuentra en que en Pisco, al igual que en Talara, puede contribuir al crecimiento de una industria emergente del gas natural y al incentivo de establecer en el lugar otras plantas de productos derivados del gas natural, pudiendo integrar todo un complejo petroquímico.

La ubicación es también un punto favorable, encontrándose más al norte de nuestro posible competidor (Chile) y la posibilidad de abaratar costos de transporte y distribución del producto a los mercado objetivo de toda la Cuenca

del Pacífico. Pisco posee un puerto que puede ser acondicionado para la distribución y venta de metanol. Pero a todo lo mencionado anteriormente, también se debe tener en cuenta que esta ciudad se ubica un tanto más al sur de Talara, pudiendo generar un costo adicional en transporte y distribución, dependiendo del lugar a donde se exporte el producto.

### **5.3.1 MATERIA PRIMA: YACIMIENTO SELVA SUR.**

Estos yacimientos se encuentran en el lote 88 correspondiente a los campos de San Martín, Cashiriari y el área de Camisea-Cusco. Como se sabe, este gas denominado “gas de Camisea”, está siendo transportado a través de una tubería hacia la zona de Pisco, para seguidamente transportar el gas hacia la zona de Lima.

Este cuenta con 10.9 TCF de reservas probadas según información del Ministerio de Energía y Minas, según el “Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014”.

### **5.3.2 CERCANÍA A LOS MERCADOS**

El Perú tiene a su favor una buena ubicación geográfica en cuanto a la exportación de producto se refiere, tal como se mencionó en el capítulo 3, hacia los países de la cuenca del Pacífico como Estados Unidos y China.

Pisco se encuentra ubicado en la parte central y occidental del territorio peruano, en el departamento de Ica, a 242 Km. al sur de la ciudad de Lima. Tiene una superficie de 3187.53 km<sup>2</sup>, a una altitud de 17 m.s.n.m., latitud sur 13° 42'24", latitud oeste 76° 12'00". Pisco consta con una población de 128 621 habitantes.



Además, hay que destacar que en las cercanías se encuentra la Planta de Fraccionamiento de Gas Natural perteneciente a Pluspetrol, por lo que generará en la zona sur un foco emergente de la industria del gas natural.

### **5.3.3 DISPONIBILIDAD DE POTENCIA Y COMBUSTIBLES**

El tipo de planta que vamos a construir basa todo su funcionamiento a partir de Gas Natural, por lo que la disponibilidad de potencia y combustibles sería cubierta en su totalidad por el gas proveniente de Camisea.

### **5.3.4 CLIMA**

Pisco tiene el clima cálido-seco, con una temperatura anual promedio de 23°C. Este lugar registra pocas lluvias, además de que el sol brilla casi todo el año.

### **5.3.5 MEDIOS PARA EL TRANSPORTE**

La principal vía de acceso a los centros poblados es la Panamericana Sur, la cual atraviesa San Clemente y Túpac Amaru. De la Panamericana Sur se desvía a Pisco, hacia el oeste, la Av. Fermín Tanguis que cruza la ciudad de Pisco de Este a Oeste. La Av. Las Américas cruza tangencialmente la ciudad de Pisco de Este a Sur, al llegar a la costa se convierte en una vía paralela al litoral que bordea la Bahía de Paracas hasta Punta de Pejerrey. Otra vía importante parte del cruce de la Panamericana Sur con la vía de Penetración hacia el poblado de Santa Cruz, la cual cruza longitudinalmente la Pampa de Santo Domingo hacia el Balneario de Paracas.

Además, se cuenta con el Puerto de Pisco, que sería útil para la carga del producto hacia el mercado del Pacífico.

### **5.3.6 DISPONIBILIDAD DE AGUA**

La cuenca total del Río Pisco es de 4376 km<sup>2</sup>, la cuenca regulada esta proveída por el área colectora de 5 lagunas que comprenden un total de 184 km<sup>2</sup>. las cuales son Pacococha, San Francisco, Agococha Pultoc y Pacchalla, que aportan un volumen total de 50000000 m<sup>3</sup>, las cuales resultan de importancia económica para la aguda escasez de agua (Agosto-Noviembre) reservándose para la población un volumen de 4000000 m<sup>3</sup>.

La máxima descarga del río registrada en la estación Letrayoc ha sido de 355m<sup>3</sup>/s y la mínima de 0.54m<sup>3</sup>/s. La descarga media anual a sido calculada en 25.98 m<sup>3</sup>/s. que representa un rendimiento medio anual en la cuenca húmeda de 299.500m<sup>3</sup> por km<sup>2</sup>.

Al igual que en Talara, el abastecimiento de agua se hace en su mayoría por pozos, además de contar con el agua de mar como agua de procesos para la planta de metanol.

### **5.3.7 ELIMINACIÓN DE EFLUENTES O RESIDUOS**

Tal como se expuso en 4.6, la planta de metanol es una planta altamente ecológica, por lo que los peligros de efluentes líquidos contaminantes o residuos son bajos.

Hay que recordar además, que si nos referimos a agua de proceso, el agua utilizada es el agua de mar, el cual una vez utilizada vuelve al mar, y no se han reportado casos de variación del comportamiento ambiental al respecto.

### **5.3.8 DISPONIBILIDAD DE MANO DE OBRA**

La provincia de Pisco se caracteriza por tener diversidad de actividades económicas que dan origen a un mercado de trabajo con debilidades y “fortalezas”. Es predominante la actividad pesquera, la agrícola, manufacturera, servicios y turismo, además cuenta con una participación marginal de la actividad minera.

A nivel de la provincia de Pisco, la PEA asalariada de obreros con 32.4% y de empleados con 21.9% dan en conjunto el 54% de la PEA ocupada, le sigue los trabajadores independientes con 34.4%. A nivel distrital, Paracas representa el distrito con mayor porcentaje de obreros con un 31% frente a Pisco con un 29.1% y San Andrés con un 19%. A nivel de empleados, si bien se observa una similitud entre los tres distritos, Pisco lidera con un 28.6%, siguiéndole Paracas con un 27.6% y San Andrés con un 25.1%. A nivel de trabajo independiente, el mayor porcentaje lo presenta el distrito de San Andrés con 43.8%, le sigue Pisco con un 32.8% y Paracas con un 28.5%.

El 35.84% de la población cuenta con educación primaria, mientras que el 31.62% cuenta con educación secundaria, mientras que el 11.9% tiene algún tipo de educación superior.

En la provincia de Pisco existen 63 centros de educación inicial, 85 de educación primaria y 32 colegios de educación secundaria. Existen dos tipos de educación secundaria: técnica (carpintería, mecánica, agroindustrial) y la secundaria común.

Además, se dispone de personal capacitado de la universidad San Luis Gonzaga de Ica. Por otra parte, también podría traerse personal capacitado de Lima -por la cercanía con Pisco-, técnicos de SENATI, profesionales de las distintas universidades de Lima, entre otros.

En conclusión, con este proyecto, se espera una baja en la tasa de desempleo no solo en la provincia, sino también en los departamentos de los alrededores como Lima, tanto en forma directa como indirectamente.

### **5.3.9 CARACTERÍSTICAS DE LA UBICACIÓN**

Tal como en Talara, la característica de la costa peruana es siempre la misma. Su relieve es moderado, destacando las terrazas marinas, los abanicos fluviales,

las dunas y los depósitos de arenas eólicas, alternadas con pequeños cerros que constituye la parte baja de los contrafuertes occidentales de la Cordillera de los Andes.

La morfología también es la misma, un relieve ondulado donde alternan colinas bajas, con terrazas fluviales y marítimas, de hasta 4 niveles. Las primeras que están siempre a orillas de los principales ríos y las marítimas también escalonadas en varios niveles, pueden observarse sobre todo en la región sur del Perú y en el norte, como en todo el departamento de Ica. El relieve es un punto a favor que hace factible la construcción en la zona.

Además, Pisco se ubica, como se ha mencionado, en la parte central y occidental del territorio peruano, haciendo de esta ciudad una zona accesible desde cualquier país ubicado en la cuenca del Pacífico.

### **5.3.10 PROTECCIÓN CONTRA INUNDACIONES E INCENDIOS**

#### **1. INUNDACIONES**

Las inundaciones que se presentan en la zona de ubicación de la planta son nulas. Solo se han registrado inundaciones en las cercanías de los ríos Pisco e Ica, no implicando algún contratiempo en la zona costera de la ciudad.

#### **2. INCENDIOS**

En cuanto a los incendios, el clima de Pisco no presenta algún peligro de provocar un incendio. De esta parte se habló en 4.6.

### **5.2.11 FACTORES RELACIONADOS CON LA COMUNIDAD**

#### **1. MARCO GENERAL**

El territorio de Pisco coincide con el valle del río Pisco, y consta de los siguientes distritos: Huáncano, Humay, Independencia, Paracas, Pisco, San

Andrés, San Clemente y Túpac Amaru Inca. Su principal producción agrícola es el algodón y la uva. De la carretera panamericana se desprenden dos ramales, uno que conduce a Ayacucho pasando por Castrovirreyna y otro que va a Paracas. Es de clima cálido y seco.

La población de Pisco asciende aproximadamente a 125 000 habitantes, con un total de 19 858 viviendas particulares destinadas para uso familiar. Esta población es principalmente urbana (86,4%) concentrada fundamentalmente en la ciudad de Pisco. La población rural es de 14,263 habitantes; este sector no ha presentado incremento, por el contrario su tendencia es a la disminución, en el censo de 1993 alcanzó solo a representar el 13.6% del total provincial. Es importante destacar que el distrito menos poblado es Paracas, aquí vive poco más del 1% de la población de la provincia, debido a que en aquella se ubica la Reserva Nacional de Paracas (RNP).

La provincia de Pisco también se caracteriza por tener una población relativamente joven, más de 36.5% de la población menor de 15 años, y tiene un 59.3% población en edad productiva siendo su relación de dependencia demográfica de 68.7% y uno de los más bajos porcentajes de población de la tercera edad con un 4.0%.

En cuanto a la migración, Pisco es una provincia que básicamente expulsa más población de la que atrae, reflejado en la disminución de la tasa de crecimiento demográfico y en los negativos saldos migratorios. Las características que presentan las poblaciones migrantes en términos generales son: La PEA migrante se ubica mayormente en el sector terciario, especialmente en el comercio y servicios personales (comercio minorista y servicios domésticos). Según los grupos de edad la población migrante reciente se encuentra entre 15-34 años, que es la fuerza productiva laboral. El saldo migratorio de Pisco es de -2.3. La tasa migratoria neta es de -5.0, ya que la tasa de emigración 24.4 es mayor a la tasa de inmigración 19.9

## **2. SALUD**

En la Provincia de Pisco se cuenta con las UTES (Unidad Territorial de Salud) dependencia operativa del Ministerio de Salud. Tiene bajo su cargo 1 hospital general, San Juan de Dios, 7 Centros de Salud y 9 Puestos de Salud, atendiendo a una población total de 111,102 habitantes. También cuenta con un hospital y dos postas médicas que pertenecen a ESSALUD.

Según los datos generales de salud pública: la tasa general de natalidad: 22 nacimientos por cada 1000 hab., la tasa de mortalidad: 390 por cada 100,000 hab., tasa de mortalidad infantil: 18 por cada 1000 nacidos vivos., la tasa de mortalidad de 1 a 4 años: 102 por cada 100,000 hab., y la esperanza de vida al nacer: 66 años.

En la provincia de Pisco no existen enfermedades endémicas.

## **3. VIVIENDA**

En la provincia de Pisco casi la totalidad de las viviendas son particulares y están ocupadas, sin embargo, en algunos centros poblados existen viviendas con personas ausentes por la migración de sus propietarios a otras ciudades, en su mayoría Lima y Callao.

Los materiales predominantes son el ladrillo y la madera. En los techos preferentemente se usa la calamina, fibra cemento o concreto armado. Los pisos por lo general son de cemento, madera, loseta o terrazo.

En los asentamientos humanos se concentran las viviendas en condiciones deficitarias, construcciones improvisadas y con instalaciones inadecuadas.

## **Servicios básicos en las viviendas**

La provincia de Talara cuenta con un 58.26% de servicios de red de agua potable. Las viviendas que carecen de energía eléctrica están en un 30.75% de la población.

## **4. AMBIENTE ECONOMICO**

### **ACTIVIDADES PRODUCTIVAS**

La PEA en la Provincia se dedica especialmente a las actividades de servicios, extracción y transformación, teniendo un 34.8% de la PEA (6 años a más) estando ocupada un 91.4%. Pero cabe notar tiene una población económicamente no activa de 65.1%. La actividad económica de la provincia de Pisco se sustenta principalmente de la actividad pesquera, sin embargo hay otros sectores que contribuyen con el desarrollo económico de la región. En el distrito de Pisco la industria manufacturera cubre un 9.6% de la actividad económica de la provincia, Paracas un 0.7% y San Andrés un 2%. El comercio en el distrito de Pisco cubre un 9.5% de la actividad económica de la provincia, Paracas un 0.7% y San Andrés un 1.4%. En el distrito de Pisco los hoteles y restaurantes cubren un 13.5% de la actividad económica de la provincia, Paracas un 1.1% y San Andrés un 1.8%. En cuanto a la actividad turística, Pisco tiene lugares turísticos de gran demanda a nivel nacional como internacional. Los visitantes gustan de observar los diferentes ecosistemas, los restos arqueológicos de la cultura Paracas, el lugar donde desembarcó San Martín y la gran diversidad de fauna marina existente en la zona.

Las Islas Ballestas y la Reserva Nacional de Paracas son por tradición sinónimo de turismo en Pisco, estos dos atractivos turísticos prácticamente representan toda la fuerza de esta industria en la zona. Llegan visitantes tanto del extranjero como nacionales. Los principales atractivos turísticos configurados dentro de la

oferta en la zona de Pisco son el Candelabro, Cerro Lechuza-Lagarto, Salinas de Otuma, Mirador de Lobos e Isla Independencia.

## **5. PERCEPCIÓN DE LA POBLACIÓN POR LA INSTALACIÓN DE PLANTAS INDUSTRIALES**

**Principales consecuencias positivas:** Al igual que en el caso de Talara, la población percibe que habrá una generación de empleo en forma directa (en la planta) y además en forma indirecta por el crecimiento comercial y de servicios debido a la apertura de esta instalación industrial. Además, con eso habrá una mejora de ingresos de la población, por lo que mejorará el nivel de vida en la ciudad, satisfaciendo las necesidades primarias. Otra consecuencia se encuentra en el aspecto educacional, debido al crecimiento social de la población habrá un crecimiento en la población estudiantil.

Por otra parte, se percibe que habrán leyes ambientales de mayor rigor por esta nueva instalación. Debemos tener en cuenta que Paracas está sufriendo en el tema medioambiental, por lo que si es necesario un control mucho más estricto en la zona del que se tiene actualmente.

**Principales consecuencias negativas.** Principalmente, tenemos la contaminación ambiental ya existente en la zona., el crecimiento de la población por presencia de foráneos que a su vez traerían males sociales, el alza del costo de vida debido a la creación de otras necesidades (secundarias y superfluas).

### **5.4 BENEFICIOS DEL PROYECTO**

Esta industria emergente del metanol y producción de productos derivados traerían beneficios inmediatos como son:

- Una mayor preocupación de las autoridades para la ejecución de proyectos nuevos que sigan o sean paralelos a este; tales como: Integración de la Planta de Metanol con una Planta de Amoniaco, la



construcción de una planta de Formaldehído a partir de una de Metanol, integración industrial, etc.

- Publicación de reglamentos ambientales más detallados y otros relacionados a este. Aunque el caso de una Planta de Metanol es el de estar considerada como una de las Plantas de Proceso más limpias en la Industria Química, se deben poner énfasis en las leyes ambientales actuales las cuales no contemplan en su totalidad plantas como esta.
- Beneficios económicos a corto plazo: crecimiento de la actividad económica en la región, teniendo en cuenta que al traer una industria nueva, que va a adquirir productos y mano de obra de la provincia, aumentará el número de la población económicamente activa, y a su vez, aumentará el intercambio comercial en el lugar y el movimiento económico en general con la apertura de pequeños comercios ligados directa e indirectamente a la planta.
- Una consecuencia del beneficio económico es el beneficio social. Como se va a tomar mano de obra de la ciudad y sus alrededores, los niveles de pobreza van a sufrir un cambio en que traerá como resultado muy favorable la satisfacción de las necesidades básicas de la población.
- La construcción de la planta en el lugar trae a la luz la posibilidad futura de que pueda hacerse un gran complejo petroquímico que pueda integrar industrias futuras. En el caso de Talara, con la Refinería y la explotación de los fosfatos de Bayovar, en donde los costos podrían bajar para esta planta y las demás de un modo beneficioso, actuando en forma simbiótica. Para eso, tenemos ya el antecedente de una Planta de Amoniaco en la zona, en donde ha tenido un relativo éxito. En el caso de Pisco, la integración con la planta de fraccionamiento nos traería el posible surgimiento de una gran industria petroquímica en la zona.

- La construcción e implementación de mejores vías de comunicación hacia la zona de ubicación de las plantas en la ciudad de Talara, que también influirá en un aumento de la PEA, el Comercio y la mejora de las condiciones de vida. En el caso de Pisco, una mayor preocupación por parte de las autoridades locales y gubernamentales para el desarrollo de caminos dentro y fuera de la ciudad.
- El mejoramiento de los servicios eléctricos, agua y desagüe.
- Ampliación del muelle de carga y descarga de la Refinería de Talara para el intercambio comercial. En el caso de Pisco ocurriría lo mismo en el puerto respectivo. A su vez, esta ampliación y/o mejora también traerá un aumento de la PEA, tanto en el caso de Talara como en el de Pisco.

## **5.5 DESVENTAJAS**

- Aumento de ruido en la zona, debido a la construcción de la Planta, movimiento de vehículos, carga y descarga, etc.
- Aumento del Tránsito Vehicular.
- Aumento del Tránsito Marítimo.
- Movimiento de maquinaria pesada.
- Emisiones de humo, polvo y partículas debido a maquinaria pesada, fija y móvil.
- Posible peligro de contaminación y accidentes con productos químicos. Aunque este punto ya fue aclarado anteriormente.

## 5.6 CUADRO RESUMEN PARA ELECCIÓN CUALITATIVA DE UBICACIÓN DE LA PLANTA

Para esto vamos a hacer una calificación de acuerdo a las consideraciones hechas para la selección, según el apartado 5.1. Además consideraremos la siguiente calificación para la selección: 5: Excelente; 4: Muy bueno; 3: Bueno; 2: Regular; 1: Malo.

**Tabla 5.1: Elección cualitativa para la selección de la ubicación de planta.**

Consideración	Talara- Piura	Pisco-Ica
Materia prima	3	4
Mercado	4	4
Disponibilidad de potencia y combustible	3	4
Clima	3	4
Medios para el transporte	3	4
Disponibilidad de agua	3	3
Eliminación de efluentes o residuos	4	3
Disponibilidad de mano de obra	4	4
Características de la ubicación	4	3
Protección contra inundaciones	3	4
Protección contra incendios	4	4
Beneficios a la comunidad	4	4
<b>PUNTAJE TOTAL</b>	<b>42</b>	<b>45</b>

De la evaluación efectuada en la tabla 5.1, Pisco supera por un ligero margen a Talara Si hacemos una selección en forma cualitativa, podríamos decir que Pisco es una ubicación mucho más apta que Talara, pero, un proyecto se rige también por la elección cuantitativa, es decir, la elección económica (indicadores económicos). En el siguiente capítulo veremos el análisis cuantitativo de nuestra planta y como esta influye en el precio de la materia prima y por lo tanto, en el precio del producto final.

## CAPÍTULO VI

### DIMENSIONAMIENTO Y ESTIMACIONES ECONÓMICAS DE LA PLANTA

#### 6.1 CONDICIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO

Para este caso, vamos a considerar el estudio de mercado de la Planta de Metanol, el crecimiento del Mercado Petroquímico, especialmente del Metanol según pronósticos (CMAI), considerando los ítems anteriores, tenemos una proyección de consumo en el Perú, Latinoamérica y el Mundo para los próximos 10 años.

**Tabla 6.1: Proyección de Consumos Aparentes de Metanol (cifras en MTm/año)**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Mundo</b>	35000	38815	43045,84	47737,83	53000	58777	65183,69	72288,72	80168,19	88906,52	98597,33
<b>Latinoamérica</b>	5250	5512,5	5788,13	6077,53	6381,41	6700,48	7035,5	7387,28	7756,64	8144,47	8551,7
<b>Perú</b>	15.2	18.17	21.34	24.50	27.67	30.83	34	37.16	40.33	43.5	46.66

Tal como observamos en la tabla anterior, el crecimiento mundial a ritmo geométrico y un 5% de aumento en el consumo latinoamericano, y la proyección de crecimiento de Perú de acuerdo a los datos según importación por aduanas, nos da un panorama favorable para la industria del metanol.

De acuerdo a esto, podemos plantear dos hipótesis que son:

1. Todo el mercado nacional de metanol es abastecido por la planta que vamos a construir desde el inicio de la operación de la planta, evolucionando favorablemente ya que no habría la necesidad de importación de metanol en cantidades que se van incrementando al pasar los años.
  
2. El mercado latinoamericano se vería favorecido por un nuevo proveedor de este insumo establecido en el Perú. Competiría a la par con sus similares de Chile, teniendo como un punto muy favorable la ubicación del Perú en América del Sur, pudiendo atender la gran demanda de países como Estados Unidos,

México y la región Asia-Pacífico. Para esto, tomaremos como referencia el 5% del mercado Latinoamericano (Colombia y México), y el 5% del Mercado Mundial, parte Asia-Pacífico (específicamente Estados Unidos, China y Japón)

Considerando el cronograma de actividades (ver Anexo A), que el tiempo de construcción y arranque de planta petroquímica en general tiene un plazo de 3 años (los cuales cubren los tiempos para el estudio ambiental de prefactibilidad, confección y aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, Preparación del Terreno y la Construcción de la Planta hasta la puesta en operación). Las empresas involucradas en el negocio de construcción de plantas de metanol, demoran en promedio 3 años para la construcción y puesta en marcha, de esta forma si todo empezara ya a comienzos del año 2006, este mismo arrancarí el año 2009 como mínimo.

- Con las consideraciones anteriores, podemos decir que en 3 años se cubriría la demanda nacional y parte de la demanda internacional en la región Latinoamericana, Costa Oeste de los Estados Unidos y Países Asia-Pacífico, es decir, toda la cuenca del Pacífico.
- También se debe tener en cuenta que la aparición de plantas nuevas y más modernas desplazarán a las plantas antiguas, que se verían forzadas a cerrar por baja competitividad. Como se menciona en el estudio de mercado, las plantas de metanol de última generación tienen capacidades de 5000 TM/día, mientras que las de mediana tecnología llegan hasta las 2500 TM/año, y son las primeras las que abastecerán a un menor costo una mayor demanda de metanol.

Por lo tanto, de todas las consideraciones mencionadas, nuestro objetivo de mercado sería el del año 2012.

**Tabla 6.2: Proyecciones de consumo al 2012**

	<b>Consumo al 2012 (MTm/año)</b>	<b>Hipótesis</b>	<b>Objetivo de Ventas (MTm/año)</b>
<b>Perú</b>	37.16	100%	37.16
<b>Latinoamérica</b>	7387.28	5%	369.36
<b>Asia-Pacífico</b>	72288.72	5%	3614.44
<b>Total Ventas</b>			4020.96

Si consideramos un aproximado a la producción de 4000 TM/día, consideramos que la planta opera a un 80% de la capacidad instalada, es decir:

$$Capacidad(TM / día) = 4000 \times \frac{100}{80} = 5000 TM / día$$

Tomando en cuenta estos aspectos, vamos a construir una planta cuya capacidad sea de 5000 TM/día, o de 1700000 TM/año.

## **6.2 DISPONIBILIDAD DE LA MATERIA PRIMA. EVOLUCIÓN DE LA RESERVAS DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ**

### **6.2.1 YACIMIENTOS DEL NOROESTE**

La producción de gas natural en el Noroeste esta ligada a la producción de petróleo crudo por tratarse de gas asociado, pero también se tiene reservorios de gas no asociado. En cuanto a las reservas probadas, estas se han mantenido en el rango de 0.2 TCF a 0.4 TCF desde al año 1993. Se espera que en el periodo de análisis las reservas probadas se mantendrán en 0.3 TCF.

### **6.2.2 YACIMIENTO SELVA SUR.**

En este yacimiento se encuentran: San Martín, Cashiriari y Camisea. La evolución de las reservas probadas de gas natural y líquidos del gas natural de los yacimientos de la Selva Sur, para el período 2005-2014, se estiman considerando las reducciones correspondientes por la producción anual de gas, de acuerdo a las proyecciones del Ministerio de Energía y Minas en el Plan

Referencial de Hidrocarburos 2005-2014. Las reservas probadas de gas natural, que a diciembre del 2004 han sido de 10,9 TCF disminuirán hasta 8,2 TCF en el año 2014. En cuanto a los líquidos del gas natural, se espera que las reservas probadas disminuyan hasta 507,2 MMBls en el año 2014.<sup>5</sup>

A continuación mostramos un cuadro resumen de las reservas de gas natural que existen actualmente en el Perú.

**Tabla 6.3**  
RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL Y LGN [1]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Gas Natural (TCF)</b>										
Noroeste	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Selva Central	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Selva Sur (2)	10,83	10,78	10,71	10,63	10,29	9,89	9,48	9,07	8,63	8,19
<b>Total</b>	<b>11,40</b>	<b>11,33</b>	<b>11,25</b>	<b>11,15</b>	<b>10,80</b>	<b>10,38</b>	<b>9,96</b>	<b>9,52</b>	<b>9,08</b>	<b>8,61</b>
<b>LGN (MMBls)</b>										
Selva Central	7,6	6,2	4,8	3,5	2,2	1,0				
Selva Sur (2)	700,5	688,9	678,0	663,5	636,2	609,6	583,6	557,9	532,6	507,2
<b>Total</b>	<b>708,1</b>	<b>695,1</b>	<b>682,9</b>	<b>667,0</b>	<b>638,4</b>	<b>610,6</b>	<b>583,6</b>	<b>557,9</b>	<b>532,6</b>	<b>507,2</b>

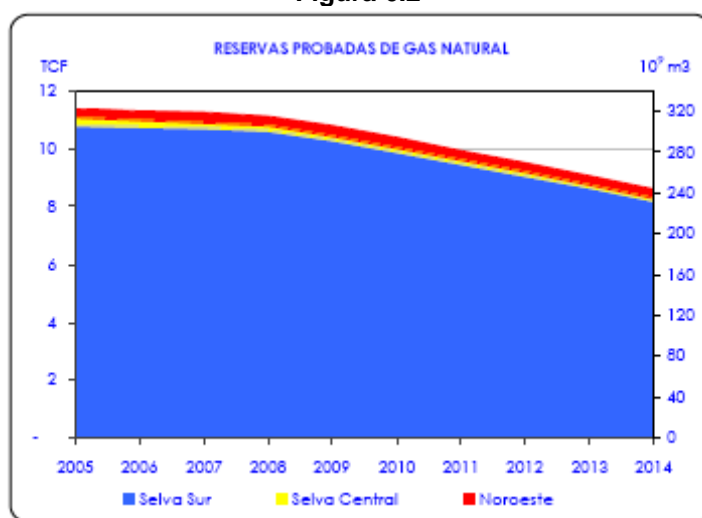
[1] Estimado DGH al final del año (31 de diciembre).

1 MMBLS = Millones de barriles

[2] Comprende las reservas probadas del Lote 88 (Camisea) y del Lote 56 (Pagoreni)

(Fuente: Plan referencial de hidrocarburos 2005-2014)

**Figura 6.2**



(Fuente: Plan referencial de hidrocarburos 2005-2014)

<sup>5</sup> Fuente: Ministerio de Energía y Minas: Plan Referencial de hidrocarburos 2005-2014

## **6.3 CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA**

### **6.3.1. CONSIDERACIONES PARA LOS CÁLCULOS**

- a) La capacidad de la Planta, tomando en cuenta los puntos anteriores, es de 5000 TM/día.
- b) La planta operará 340 días al año, para considerar paradas normales por mantenimiento, para inesperadas o alguna contingencia en la producción. Por lo que, la producción anual, considerando que la Planta opera al 80% de su capacidad, será entonces de 1360000 TM/año.
- c) La Planta estará instalada en Talara-Piura y en Pisco-Ica. El precio del gas se considerará, según el apartado 3.1, de US \$ 1.83/MMBTU y de US \$ 2.04/MMBTU respectivamente.
- d) El terreno a ocupar de la Planta tendrá un área de 24000 m<sup>2</sup>, concordante con los estándares de terrenos de las Plantas de Metanol (Point Lisas, Trinidad y Tobago).
- e) Asimismo, se tendrán diferentes escenarios de análisis, que impliquen la aplicación de la ley 28176 “Ley de Promoción de la Inversión en el Procesamiento del Gas Natural”, además de fijar un precio para el suministro del Gas Natural para el año 2006, año en el cual asumimos comienzan los trámites y la construcción de nuestra Planta.
- f) Para cada uno de los lugares mencionados, se tienen 2 escenarios a analizar, en donde se considerarán:
  - f1) Cálculo de la inversión total de la planta con aplicación de impuestos: IGV, aranceles y arbitrios.



f2) Cálculos de la inversión total de la planta en donde no se aplican impuestos de acuerdo a las exoneraciones hechas por la ley de Promoción de la Inversión en el Procesamiento de gas Natural.

g) Además, se hará un análisis del Valor Actual Neto del Estado en impuestos, para saber cual es la ganancia del Estado en el presente proyecto; para esto se considerarán tasas del 6, 12 y 15%. La tasa considerada del 6% es la tasa de los Bonos del Tesoro Norteamericano, las otras dos tasas son referenciales.

h) Para cada uno de estos escenarios, se han calculado:

- Inversión total de la planta.
- Ingresos de la planta.
- Egresos de la planta.
- Capital de trabajo aplicado a 3 meses de los gastos operatorios de producción.
- Flujo de caja, de acuerdo a las consideraciones hechas en 6.1, y dado un tiempo de operación de 10 años.
- Cálculo del VAN a las tasas del 12, 15 y 20% para el inversionista, respectivamente.
- Cálculo del VAN a las tasas del 6, 12 y 15% para el Estado, respectivamente.
- Cálculo de la TIR para cada escenario.
- Cálculo del tiempo de recuperación de la inversión (PAY-OUT) para cada escenario.

Los valores de VAN negativo se representan en color rojo para resaltar los puntos en donde las variables toman valores por debajo del cero.

i) Por cada uno de los escenarios, se tienen análisis de sensibilidad comparativos con el VAN que son:

- Variación del precio de metanol con el VAN. Sobre el precio de producto terminado se consideran descuentos e incrementos del 5, 10, 15 y 20%
- Variación de la capacidad de producción con el VAN. Se consideran los análisis del 70 al 100% de la capacidad de producción, siendo nuestra base el 80% de la capacidad de producción
- Variación del precio de la materia prima con el VAN. Consideramos incrementos de la materia prima desde el 5 al 30%, y descuentos desde el 5 al 20%.

j) En proyectos de largo plazo como este tipo de plantas, se considera para los cálculos del retorno de la inversión un período de 10 años.

Esto no significa que la planta tenga como vida útil este período de tiempo con respecto a los equipos. Asimismo, al final de este período no se ha considerado el valor residual de la planta, con el propósito de determinar la rentabilidad de esta.

k) El objetivo de análisis de estos 2 escenarios por cada una de las ubicaciones mencionadas, cada uno con 3 análisis de sensibilidad, es el de aproximarnos a escenarios más reales o que poseen cierta

particularidad con el comportamiento de las variables que más afectan a esta inversión. Además, de esta manera vamos a decidir cual de los lugares, Talara o Pisco, se adecua mejor a las consideraciones hechas anteriormente.

### 6.3.2 CÁLCULOS DE SUMINISTRO DE GAS EN 10 AÑOS PARA LA PLANTA DE METANOL

#### 1. TALARA

Si la Planta de Metanol va a estar instalada en Talara, los yacimientos de Gas del Noroeste, por ser los de mayor cercanía en la zona, serán nuestra fuente de materia prima. Por lo tanto, lo que necesitamos es estimar, de acuerdo a las reservas de gas probadas, si estas serán suficientes para el período de funcionamiento de la Planta.

Las nuevas variables a tomar en cuenta, de acuerdo a los cálculos hechos, serán:

- Tiempo de operación de la Planta: 10 años.
- Reservas Probadas de Gas en el Noroeste Peruano: 0.3 TCF.

Entonces, para la tecnología seleccionada, se necesita el siguiente suministro de gas para el tiempo de operación mencionado:

$$\text{Suministro de Gas} = 28\,500 \frac{\text{pie}^3}{\text{TM}} \times \frac{1360000\text{TM}}{\text{año}} \times 10\text{años} = 0.3876\text{TCF}$$

A primera vista se observa que el Gas Natural proveniente de las Reservas de Talara no son suficientes para establecer una Planta de Metanol en el lugar, comparando los 0.3 TCF proyectados para los siguientes 10 años con los 0.3876 TCF necesarios para el funcionamiento de la planta. Pero cabe resaltar que estas reservas de gas natural son dinámicas; ya que los cálculos para un

reservorio se hacen solo para un área determinada, dependiendo del radio del pozo principalmente. Por lo que, una industria de este tipo, incentivará a diferentes empresas a buscar mayores reservas de gas en la zona.

## 2. PISCO

La zona de Pisco se va a ver influenciada por los yacimientos del Gas de Camisea. Como se ha visto anteriormente, el suministro de gas que necesitamos para la planta para el tiempo de operación es de 0.3876 TCF. Los yacimientos de la Selva Sur nos dan un suministro de 10,9 TCF aproximadamente, por lo que con este suministro de gas quedaría ampliamente cubierta la necesidad de materia prima para la planta.

### 6.3.3 DATOS ECONÓMICOS Y DE CONSUMO DE LURGI

A continuación presentamos el cuadro proporcionado por LURGI para una planta de Metanol de la tecnología MEGAMETHANOL, ubicada en Dinamarca, en el año 2003. Los datos aquí dados son para una planta en donde se dan condiciones severas de inversión.

<b>DATOS DE PLANTA MEGAMETHANOL LURGI</b>	
Capacidad (TM/año)	1700000
Inversión (MM US \$)	350
Costos de propietario incluido intereses capitalizados	70
Costos de Alimentación (US \$/MM BTU)	0.5
Costo de producción (US \$/TM MeOH)	42.9
- Materia Prima	14.4
- Servicios	1.6
- Operación y Mantenimiento	5.6
- Tasas y seguros	6.0
- Depreciación	15.3
Costo de producción a un ROI=0	43.0
<b>DATOS DE CONSUMO POR TONELADA MÉTRICA DE METANOL</b>	
<b>Alimentación: Gas Natural</b>	
Gas Natural	28.5 MMBTU
Electricidad	20 Kwh.
Agua de enfriamiento	120 m <sup>3</sup>
Agua para calderos	680 Kg.

## 6.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PLANTA DE METANOL

### 6.4.1 UBICACIÓN: TALARA

Se han considerado dos escenarios para la evaluación económica de la planta de metanol. El primer escenario aplicando impuestos a las inversiones y el segundo escenario sin impuestos a la inversión. Asimismo, se han considerado para cada uno de ellos análisis de sensibilidad para cada escenario, respecto a precios del producto terminado, a la capacidad de producción de la planta y al precio de la materia prima. Los cuadros respectivos se indican en el anexo C: C1, C2, C3 y C4.

**A) APLICACIÓN DE IMPUESTOS A LA INVERSIÓN:** En el cuadro C1.1 se consideran el VAN tanto para el inversionista como para el estado peruano. En el caso del estado, este siempre gana, y a una tasa menor de VAN la ganancia es mayor. En el caso del 6%, en impuestos, el estado gana una cantidad de 377.47 millones de dólares.

En cuanto al inversionista, la inversión se hace muy atractiva al 12 y 15% (VAN positivos). A una tasa del 20% el inversionista pierde (VAN negativo).

En los análisis de sensibilidad al producto (cuadro C2.1), se tiene que el precio ideal se encuentra en US\$ 310/TM a una tasa del 12 y 15%. Este precio está acorde a la realidad en cuanto a los precios del metanol se refiere. Para un VAN del 20% el proyecto se hace inviable. Si buscáramos un precio más bajo de metanol este se hace inviable.

Para el análisis de sensibilidad a la capacidad de producción (cuadro C2.2), se observa que al operar en un promedio del 80% de la capacidad instalada, al igual que en el caso anterior, al 12 y 15% el proyecto se hace atractivo, no ocurriendo esto con el 15%. Si reajustamos la capacidad de producción a un 85% de la capacidad instalada, el proyecto se hace atractivo a cualquiera de las tres tasas mencionadas.

En cuanto al análisis según los precios de la materia prima (cuadro C2.3), tenemos que la inversión es atractiva a un precio de US \$ 1,46/MMBTU (arriba de este valor el proyecto es inviable), es decir, haciendo un descuento al precio actual del 20%. Al precio actual solo es atractiva la inversión al 12 y 15%, al 20% esta se hace inviable.

**B) SIN APLICACIÓN DE IMPUESTOS A LA INVERSIÓN:** En el cuadro C3.1 se consideran el VAN tanto para el inversionista como para el estado peruano. Al igual que en el caso anterior, el estado siempre gana, y a una tasa menor de VAN la ganancia es mayor. Al 6% el estado gana una cantidad de 282.10 millones de dólares.

En cuanto al inversionista, la inversión se hace atractiva a las tasas seleccionadas del 12, 15 y 20% (VAN positivos).

En los análisis de sensibilidad al producto (cuadro C4.1), se tiene que el precio ideal se encuentra en US\$ 310/TM a las tasas seleccionadas inicialmente. Este precio está acorde a la realidad en cuanto a los precios del metanol se refiere. Si buscáramos un precio más bajo de metanol este se hace inviable a una rebaja del 5% según la proyección de precios que se tiene.

Para el análisis de sensibilidad a la capacidad de producción (cuadro C4.2), se observa que al operar en un promedio del 80% de la capacidad instalada, al igual que en el caso anterior, el proyecto se hace atractivo a todas las tasas de análisis del VAN. A una capacidad del 70% el proyecto se hace inviable.

En cuanto al análisis según los precios de la materia prima (cuadro C4.3), tenemos que la inversión es atractiva hasta un precio de US \$ 2,20 /MMBTU, es decir, hasta un aumento al precio proyectado del 20%. A precios mayores que este, el proyecto se va haciendo inviable.

#### **6.4.2 UBICACIÓN: PISCO**

Al igual que en el caso de Talara, se consideran dos escenarios para la evaluación económica de la planta de metanol. El primer escenario aplicando impuestos a las inversiones y el segundo escenario sin impuestos a la inversión. También se han considerado para cada uno de ellos análisis de sensibilidad para cada escenario, respecto a precios del producto terminado, a la capacidad de producción de la planta y al precio de la materia prima. Los cuadros respectivos se indican en el anexo C: C5, C6, C7 y C8.

**A) APLICACIÓN DE IMPUESTOS A LA INVERSIÓN:** En el cuadro C5.1 se consideran el VAN tanto para el inversionista como para el estado peruano. En el caso del estado, este gana, al 6%, en impuestos, una cantidad de 356.08 millones de dólares.

En cuanto al inversionista, la inversión se hace atractiva al 12 y 15% (VAN positivos). A una tasa del 20% el inversionista pierde (VAN negativo).

En los análisis de sensibilidad al producto (cuadro C6.1), el precio ideal se encuentra en US \$ 310 y 325 /TM a una tasa del 12 y 15%. Para todas las tasas, el precio ideal es de US \$ 341 /TM, es decir, a un 10% más del precio proyectado. A un precio con un descuento del 10% sobre el precio base, el proyecto se hace inviable a todas las tasas (VAN negativo).

Para el análisis de sensibilidad a la capacidad de producción (cuadro C6.2), se observa que al operar en un promedio del 80% de la capacidad instalada, al igual que en el caso anterior, al 12 y 15%, el proyecto se hace atractivo, no ocurriendo esto con el 20%. Reajustando la capacidad de producción a un 85% de la capacidad instalada, el proyecto se hace atractivo a cualquiera de las tres tasas mencionadas.

En cuanto al análisis según los precios de la materia prima (cuadro C6.3), tenemos que la inversión es atractiva a todas las tasas a un precio menor de US \$ 1,63/MMBTU (arriba de este valor el proyecto es inviable), es decir al 20% de descuento del precio base. Al precio base solo es atractiva la inversión al 12 y 15%, al 20% esta se hace inviable.

**B) SIN APLICACIÓN DE IMPUESTOS A LA INVERSIÓN:** En el cuadro C7.1 se consideran el VAN tanto para el inversionista como para el estado peruano. Al igual que en el caso anterior, el estado siempre gana, y a una tasa menor de VAN la ganancia es mayor. Al 6% el estado gana una cantidad de 260.71 millones de dólares.

En cuanto al inversionista, la inversión se hace atractiva a las tasas seleccionadas del 12, 15 y 20% (VAN positivos).

En los análisis de sensibilidad al producto (cuadro C8.1), se tiene que el precio ideal se encuentra en US\$ 310/TM a las tasas seleccionadas inicialmente. Este precio está acorde a la realidad en cuanto a los precios del metanol se refiere. Si buscáramos un precio más bajo de metanol este se va haciendo inviable según la proyección de precios que se tiene.

Para el análisis de sensibilidad a la capacidad de producción (cuadro C8.2), se observa que al operar en un promedio del 80% de la capacidad instalada, el proyecto se hace atractivo a todas las tasas de análisis del VAN. A una capacidad del 70% el proyecto se hace inviable.

En cuanto al análisis según los precios de la materia prima (cuadro C8.3), tenemos que la inversión es atractiva hasta un precio de US \$ 2,24/MMBTU, es decir, hasta un aumento al precio proyectado del 10% a todas las tasas de cálculo del VAN. A precios mayores que este, el proyecto se va haciendo inviable.



## **6.5 ELECCIÓN FINAL DE LA UBICACIÓN DE LA PLANTA**

Teniendo en cuenta el análisis económico hecho de esta planta, tenemos que tanto para el Estado como para el inversionista, el lugar apto para la ubicación de la planta es Talara. Las razones económicas por la cual elegimos este lugar es:

- Por la mayor accesibilidad a los yacimientos del gas natural que en Pisco.
- Por el precio del gas natural, menor que en Pisco.
- Por las mayores ganancias que el Estado va a percibir, ya sea con la aplicación de impuestos o sin la aplicación de impuestos a la inversión.

## **CAPÍTULO VII**

### **CONCLUSIONES**

El objetivo de este trabajo ha sido el demostrar la viabilidad y el inicio de la Industria Petroquímica Básica con una Planta de Metanol, así como el darle un valor agregado al gas natural como el iniciador de la petroquímica básica en el país. Hasta este momento se han visto los aspectos de mercado, económicos, técnicos, medioambientales, impacto social y de dimensionamiento.

Una vez hechos todos estos estudios, podremos determinar si es factible el inicio de un proyecto de Planta de Metanol en el país, analizando cada aspecto por separado.

#### **7.1 MERCADO DEL METANOL**

- La industria del metanol y sus derivados, en general se ha visto en un “Stand By” en los años 2001-mediados del 2002, debido a retrasos de Puestas en Marcha de algunas plantas, la crisis del MTBE, y el no desarrollo de nuevas tecnologías comprendido en ese período. Tal como se ha mencionado ya anteriormente, el año 2004 la industria en general empezó a crecer gracias a que se encontraron nuevas aplicaciones para el metanol y derivados, además de encontrar nuevas aplicaciones del tipo tecnológico (por ejemplo como combustible), aumento de la demanda de productos químicos entre ellos el metanol, nuevos proyectos de inversión, como ampliación de capacidades y nuevas plantas tanto en Latinoamérica y el Medio Oriente (Sección 3.6, figura 3.5, figura 3.6).
- La demanda mundial creciente de metanol en el mundo está caminando a un ritmo uniforme, proyectándose un crecimiento del 5% durante los próximos 10 años (figura 3.5). Mayormente, este incremento en la demanda del metanol se encuentra en Latinoamérica y los países de la

cuenca del Pacífico como USA, China principalmente. Esto traerá como consecuencia la construcción de plantas de gran capacidad y el aumento de la capacidad de plantas existentes, según el estudio de CMAI.

- El MTBE, el cual era el derivado de mayor demanda a partir del metanol, a partir del año 2002, tal como se ha mencionado, se dejó de consumir por cuestiones ambientales, y esto trajo como consecuencia la especulación del ocaso y la caída de toda la industria del metanol, esta idea derivada principalmente de los Estados Unidos. Pero como podemos ver ahora, el MTBE aún es un compuesto aditivo de la gasolina que se usa principalmente en Europa, además de que en los últimos años, el uso del metanol como materia prima ha ido en aumento, principalmente en las mezclas con alcoholes que se usa en países como Argentina y Brasil (las llamadasalconaftas o gasoholes) y con el ácido acético.
- Compuestos como el formaldehído y el Dimetil Tereftalato también experimentan, aunque en menor proporción el mismo fenómeno de crecimiento del metanol. Con esto, queremos demostrar la versatilidad y la rápida creación de un mercado del metanol o a partir de este; todo esto debido a que este compuesto es prácticamente el que origina una variedad de productos químicos y de usos variados que se encuentran de acuerdo a la velocidad con que avanzan las investigaciones de este compuesto. (Figura 1.2, Tabla 3.12). Además, cabe mencionar al Dimetil Éter, DME, derivado del metanol, que está catalogado como un combustible de un buen desempeño antidetonante, mucho mejor que las gasolinas actuales, e incluso mucho mejor que el mismo metanol. Las actuales compañías dedicadas a la industria del metanol están investigando aún más las utilidades del DME como combustible. Pero también hay que destacar al DME como el intermediario obtenido del metanol, ya que sin el, no sería posible obtener el Polipropileno de la tecnología MTP.

- Los mercados de países como Estados Unidos y Asia-Pacífico (Australia, Malasia y en especial China) son grandes importadores de metanol en la actualidad, por lo que podemos catalogarlos como un muy posible territorio de venta para el Perú. En el caso de los Estados Unidos, se debe al alto costo de la materia prima que trae como consecuencia un alto costo de producción, y en el caso de Asia-Pacífico, debido a que es una zona que depende del metanol como materia prima y no llegan a abastecer la demanda existente en la zona. Por lo tanto, el Perú tiene que usar ese mercado natural de la Cuenca del Pacífico para llevar su producto a estos países.
- El Perú estaría en una posición bastante favorable con respecto al mercado del metanol. Debido a la ubicación geográfica del país, seríamos unos fuertes competidores para Chile, teniendo ventajas como menores costos de transporte, además de cubrir un mercado de alta demanda de metanol, tales como son los mercados Estadounidense y Asiático principalmente.
- Chile no llega a cubrir la demanda de metanol de los territorios antes mencionados; entonces, fácilmente ese vacío podría ser cubierto por el Perú a los plazos ya establecidos. Además de que el Perú puede sacar una amplia ventaja a Chile si entramos como un competidor directo de este país, e indirectamente a Argentina, ya que Chile tiene inconvenientes con sus plantas debido a la falta de suministro de gas natural de parte de Argentina, dependiendo mucho de este país, y el Perú no tendría estos problemas debido a que posee reservas propias de gas. A esto, hay que sumarle el interés de compra del gas natural de parte de Chile y Argentina al Perú, todo esto, para evitar un desabastecimiento para Chile y sus plantas de metanol.

- El *precio de costo de producción* del metanol depende mucho del comportamiento del precio del gas natural en el mercado, es decir, a un valor bajo del gas natural, significaría una mayor rentabilidad en su producción, y a eso debemos agregar que el gas natural tiene un mercado propio en cada país y no se rige por tendencias internacionales.
- Por los precios analizados en el Perú, tanto como para el gas proveniente de Camisea (2.04 US\$/MM BTU) como de los yacimientos del Noroeste (1.704 US\$/MMBTU), es conveniente el hacer un contrato a largo plazo, con el fin de que el precio del gas natural permanezca inalterable durante el tiempo de operación de la planta.
- Como una conclusión final, entonces se puede decir que el mercado del metanol en el Perú resultará bastante beneficioso tanto interna como externamente, siendo además bastante variado y muy versátil, independiente del costo de la materia prima y de sus variaciones, del uso discontinuado de alguno de sus derivados; ya que en países industrializados y en vías de desarrollo, siempre se va a necesitar metanol, en bajas o altas cantidades.

## 7.2 ESTUDIO TÉCNICO

- En la actualidad, Lurgi se ha convertido en el pionero de la industria del metanol, esto debido a su tecnología reciente MEGAMETHANOL, basada en bajos costos de energía y materia prima para grandes producciones de metanol, además de ser la tecnología ideal para una industria en donde el gas natural se encuentra a grandes distancias de las instalaciones, adecuándose además a las especificaciones de cada país. Cabe destacar, además que Lurgi ha demostrado una alta eficiencia tecnológica en las plantas actuales con la tecnología MEGAMETHANOL; siendo estas plantas fácilmente integrables con tecnologías distintas a las

de otras compañías, e incluso, pudiendo integrarse a este tipo de plantas otras como por ejemplo plantas de Amoniaco e hidrógeno con la tecnología MegaAmmonia, además de plantas de DME y Propileno (esto en la tecnología MTP).

La tecnología MEGAMETHANOL encierra grandes ventajas tecnológicas en comparación a las plantas convencionales de metanol. Se pensaría que, una planta cualquiera, por su gran capacidad, implicaría una mayor cantidad de materia prima, pero una planta del tipo MEGAMETHANOL implica que, con una misma carga para una planta convencional, se produce hasta el triple de producción con pérdidas menores en energía y producto.

Acerca de la selección tecnológica, LURGI es quien mejor se ha acomodado a nuestra selección de acuerdo a los criterios establecidos, además de que es el licenciante quien en los últimos años ha alcanzado un prestigio único en planeamiento y construcción de plantas de metanol, con avances tecnológicos bastante destacables en la industria, a precios mucho más bajos.

- Un punto el cual hay que resaltar, es que la tecnología MEGAMETHANOL de Lurgi hace uso de la versatilidad del metanol, esto porque los alcoholes, tal como se ha tratado en los capítulos I y II es considerado como la fuente de obtención de la gran mayoría de productos químicos existentes. Recordemos que el metanol es la fuente de obtención de productos tales como el formaldehído, ácido acético y derivados, ácido cianhídrico, DME, gasolinas en el proceso MTG, olefinas en el proceso MTO, polietileno en el proceso MTP, pudiendo numerar así un buen número de derivados del metanol.

### 7.3 LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

- Los criterios considerados para la localización de la planta nos sirvieron para establecer una elección cualitativa de la localización más óptima para la planta de metanol. Esto, por ahora nos sirve como una ayuda momentánea de evaluación del proyecto, pero no una orientación definitiva de este.
- Los costos nos dan una idea de la competitividad y la viabilidad del proyecto. Consideramos que los precios de la materia prima son un tanto altos para el lugar de instalación. Pero esto podría mejorar si se incentiva a las empresas destinadas a la explotación y transporte de hidrocarburos como el gas natural la búsqueda de este recurso en zonas aledañas, dándoles facilidades en los aspectos económico, tributario y administrativo.
- Socialmente, la zona en donde se ubique la planta se vería beneficiada tanto económica como socialmente. Los beneficios económicos inmediatos en la población, como son disminución del desempleo y la apertura de nuevos comercios, traen como consecuencia inmediata aliviar el estado de pobreza extrema de la mayoría de sus pobladores, además de los programas sociales que implementaría esta empresa con la población aledaña.
- El mayor movimiento de maquinaria y equipos en la zona, traerá un cierto grado de contaminación ambiental en la zona, por lo que se deben de planear y aplicar programas de contingencia en el caso de presentarse algún inconveniente; esto es ya reiterativo en la parte de evaluación jurídico-ambiental.

- La ubicación estratégica tanto de Talara como de Pisco con respecto a Chile nos permite un mayor acceso al mercado de la cuenca del Pacífico, reflejándose esto rápidamente en los costos de transporte del producto.
- Cualitativamente, Talara y Pisco son lugares adecuados de ubicación de la planta. Según la evaluación hecha en el capítulo V, ambas ubicaciones dan resultados que no están alejados uno en comparación del otro. Esto nos sirve solamente como referencia para decidir la sede de la planta. El punto clave para la toma de decisión de una ubicación óptima de planta va a darse, principalmente, por el precio de la materia prima.

#### **7.4 DIMENSIONAMIENTO Y ESTIMACIONES ECONÓMICAS**

- El Perú se ve favorecido puesto que se podría obtener, debido a la ubicación estratégica del Perú con sus competidores mas cercanos, un control mucho mayor del mercado del metanol, además de que ya a partir del tercer o cuarto año, dependiendo del escenario al cual estaremos sometidos, podría ya empezar a abastecer los mercados objetivo, principalmente todos los países de la Cuenca del Pacífico.
- De los análisis hechos, podemos concluir de que esta inversión no puede efectuarse sin la participación de inversionistas privados, sin concesiones entre gobierno y la empresa encargada del proyecto y sin facilidades para los inversionistas. Por lo que la viabilidad de la construcción y operación de esta planta dependerá mucho del tipo de contrato que se firme.
- Haciendo un complemento de los análisis hechos anteriormente, la zona de Talara ofrece una ubicación mucho mas económica en cuanto a la zona de Pisco. El factor principal que nos lleva a esta elección es el precio del gas natural (Talara: 1.83 US \$/MMBTU, Pisco: 2.04 US \$/MMBTU, además de la accesibilidad que se tiene a él, no estando tan



alejados los yacimientos de la zona de la planta, cosa que no sucede con Pisco, en donde el gas natural se ve encarecido debido al costo del transporte.

- El mejor escenario de acuerdo a este estudio para la viabilidad del proyecto es ubicar la planta en Talara, además de acogerse a la exoneración de impuestos de acuerdo a la ley 28176 (ver anexo D2). Este escenario tiene como ciclo de vida del proyecto un período de 10 años, en el cual el inversionista puede ganar 226.11 MM US\$ (a un VAN del 12%), y el Estado Peruano 282.10 MM US\$ (a un VAN del 6%, que es el de la tasa de interés de los bonos del Tesoro Norteamericano).
- Una evaluación de proyectos no está completo sin el análisis económico al respecto, por lo que, en resumen podemos concluir lo siguiente:

<b>Referencia</b>	<b>Descripción</b>
<b>1. Tipo de Planta</b>	Metanol
<b>2. Materia prima</b>	Gas natural
<b>3. Lugar de procedencia de la materia prima (más económica) y ubicación de planta</b>	Talara
<b>4. Tecnología aplicable</b>	Lurgi MegaMethanol (mayor rendimiento con menor cantidad de materia prima comparada con los estándares de la industria).
<b>5. Viabilidad del proyecto</b>	Si
<b>6. Requiere leyes especiales para la viabilidad</b>	Exoneración de impuestos de acuerdo a la ley 28176: "Ley de Promoción a la Inversión del Gas Natural".
<b>7. Ciclo de vida del proyecto</b>	3 años de construcción más 10 años de operación.

## 7.5 RECOMENDACIONES FINALES

- Actualmente el Perú cuenta con una legislación ambiental en donde se puede cubrir en un 80% toda esta industria nueva. Hay que tener en

cuenta que para este proyecto, estamos tomando en cuenta la legislación que está enfocada principalmente a la industria del petróleo y gas natural, además de todas las leyes de protección al patrimonio natural, medio ambiente y recursos naturales. Hasta el momento no existe ninguna ley que indique claramente o especifique las funciones, derechos y deberes medioambientales de una industria de las características que estamos tratando en este trabajo o de otras plantas del mismo tipo (es decir, plantas de metanol, amoniaco, hidrógeno, etc.). Por lo que, se recomendaría el elaborar leyes que profundicen un poco más el tema de la industria de los derivados petroquímicos de los hidrocarburos en el aspecto medioambiental, además de incentivar el uso del gas natural como materia prima para el inicio de una petroquímica básica en el país, esto porque es muy posible que emerja una industria del tipo que estamos tratando en este trabajo, o de características muy similares a esta, y así complementar toda la legislación al respecto.

- Se recomienda que si el Estado quisiera efectuar un proyecto de características similares al indicado en este trabajo, debería estudiar con detenimiento tanto los beneficios para el inversionista como para el mismo Estado. Esto se afirma porque en los cálculos se ha observado una “simbiosis” Inversionista-Estado que puede llegar a ser beneficiosa para ambas partes. Todo esto, para que se de la viabilidad a este proyecto.

# **ANEXOS**

# **ANEXO A**

- Cronograma de actividades para el proyecto: planta de metanol.

Id	Nombre de tarea	2006				2007				2008				2009				2010				2011				2012			
		tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4	tri 1	tri 2	tri 3	tri 4
1	Estudio de mercado nacional e intern																												
2	Análisis de riesgos																												
3	EIA y permisos																												
4	Trabajo social, comunidades																												
5	Compra de Terreno																												
6	Selección de licenciatarios y contrato																												
7	Preparación del Terreno																												
8	Construcción, ensamble y Puesta a Operación																												
9	Capacitación a personal técnico																												
10	Sistemas de control de planta																												
11	Implementación de sistema adminis																												
12	Implementación del sistema comercial-Logístico																												
13	Proveedores de químicos, agua e int																												
14	Contratos con clientes																												
15	Monitoreos ambientales																												

# **ANEXO B: REQUERIMIENTOS AMBIENTALES DE UNA PLANTA DE METANOL**

## **REQUERIMIENTOS AMBIENTALES DE UNA PLANTA DE METANOL**

En la gran mayoría de casos, el agua de procesos de las plantas proviene de la desalinización del agua de mar, así, la descarga de salmuera es regresada al mar como uno de los componentes del flujo de efluentes. El agua de enfriamiento de procesos también regresa al mar. Para proteger el medio ambiente marino receptor, todos los efluentes de las plantas son monitoreados para el total de componentes orgánicos de una línea de base diaria continua y probada diariamente con pH, conductividad, contenido de cloro y temperatura. Se prueban otros parámetros en una base mensual y un análisis completo de los efluentes cada dos veces al año. Estos resultados son reportados a las autoridades dos veces al año.

Las plantas hace un monitoreo anual de análisis de partículas en el aire y de NOx.

## **IMPACTO AMBIENTAL DE EMISIONES DE EFLUENTES LÍQUIDOS**

Aquí describiremos algunos hechos, incidentes y soluciones que se llevaron a cabo para diferentes tipos de incidentes ocurridos alrededor de las plantas.

### **DERRAMES DE LÍQUIDO**

Los derrames de líquidos son accidentes casi comunes en el transporte, almacenaje y manipuleo no solo en la industria de metanol, sino también en el manipuleo, pero para ello, es mucho mejor evitarlos teniendo planes de contingencias adecuados que detecten a tiempo estos incidentes.

### **INCIDENTES EN LA CARGA DE METANOL**

- Estos accidentes tienen que ser atendidos inmediatamente, recogiendo todo el metanol posible derramado tanto en la superficie como en el subsuelo, ya que esto podría afectar a las aguas subterráneas, hasta que

se detecten que los niveles de metanol presentados en el agua no sean de gran significancia. Cuando se detecten niveles de metanol muy bajos, este ya puede dejar de extraerse del subsuelo, ya que el metanol es biodegradable (el metanol en el lodo tiene un tiempo de vida de 3 a 4 días, y para esto también pueden usarse bacterias para la degradación de este material, o mediante filtros de carbón).

### **ROMPIMIENTO DE TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE METANOL**

- Este es otro posible problema en el transporte. Se han detectado este tipo de problemas generalmente (y felizmente en el 98% de los casos) en instalaciones fuera de planta y con líneas que ya están fuera de servicio. Hay que tener un especial cuidado en estos casos, ya que de aquí, por la naturaleza inflamable del metanol, puede llegar a ocurrir incendios que afecten los alrededores del lugar donde ha ocurrido el incidente, además también de cierto grado de contaminación en las aguas subterráneas. Generalmente se recomienda un monitoreo semanal de estas líneas para ver algún posible agente de fuga o escape de líquido.

### **EFLUENTES**

- Las descargas de efluentes son bajas en contaminantes. Cabe destacar que en efluentes no se ha detectado, desde el día en que se empezó a discrepar acerca del MTBE, rastro alguno de este compuesto. Los niveles promedio se encuentran entre los 10 mg/l.

### **AMBIENTE MARINO**

- Con respecto al ambiente marino, no hay algún cambio significativo en la flora y fauna marina. Quizás puedan existir variaciones en la salinidad debido a las descargas, pero estas no son factores que afecten de alguna manera el medio ambiente marino.



## IMPACTO AMBIENTAL DE EMISIONES DE AIRE

### VAPORES

- El monitoreo de emisiones de metanol durante el almacenaje y la carga de producto en camiones y tanques cisterna se controla a través del diseño de los tanques y del manipuleo. Siempre van a ocurrir estas emisiones en este caso, por lo que se debe llevar un reporte de estas emisiones para así cuidar el nivel con el que se trabaja.

Debe destacarse que estas emisiones no son una amenaza a la vida o al medio ambiente, por tanto no hay ningún tipo de efectos perjudiciales crónicos o a largo plazo de estos.

- También podrían ocurrir, de tiempo en tiempo, emisiones de hidrógeno, gas natural, vapores de monoetanolamina o refrigerantes. Estas ocurren solo muy eventualmente, y son de corta duración.
- Debido al procesamiento del gas natural, también se pueden presentar emisiones de NO<sub>x</sub>, preocupantes para la salud humana, felizmente hasta ahora ninguna planta ha presentado algún incidente con respecto a estos compuestos. El límite reportado de NO<sub>x</sub> en el aire es de 0.4 miligramos por metro cúbico de aire. Lo mismo pasa con el SO<sub>2</sub>, en donde la planta más contaminante de metanol, ubicada en Punta Arenas, Chile, reportó 100 µg/m<sup>3</sup>, siendo solo el 14.1% del límite permitido de contaminación.
- Generalmente, emisiones de monóxido de carbono aparecen en la plantas de metanol en muy pequeña proporción; según datos tomados de Methanex, la planta de mayores emisiones de CO (Punta Arenas, Chile) estuvo al 5.7% del límite permitido (40000 µg/m<sup>3</sup>).

- Con respecto al dióxido de carbono, estos gases se presentan en una alta cantidad fuera de lo normal, si hay plantas que operan debajo de su capacidad, por paras o arranques repentinos. En general, las emisiones de dióxido de carbono de una planta de metanol no son de una cantidad dañina al medio ambiente, aunque ahora, se está trabajando para obtener una mejor eficiencia energética en catalizadores de última generación en los convertidores de metanol, y así, bajar aun mucho más las emisiones de este gas.
- En este tipo de industrias también existen emisiones de partículas. EPA señala que en el aire se permite una concentración de hasta  $150 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , y la gran mayoría de plantas de metanol han reportado emisiones del 15 al 16% del valor permitido.

## **OTROS ASUNTOS AMBIENTALES Y MEDIDAS PARA MEJORAR**

### **GASES DE INVERNADERO**

La ciencia ha demostrado que existe un enlace entre las emisiones de gases de invernadero y los cambios climáticos, y todos los fabricantes acordaron minimizar todas las emisiones y desperdicios en una buena práctica del negocio. Además, la baja en el consumo de materia prima y energía prima en el mismo volumen también se hizo de mutuo acuerdo para la buena práctica del negocio. Debido a que el dióxido de carbono es una de las emisiones que se da en mayor cantidad en una planta de metanol, los fabricantes actualmente trabajan y están interesados en manejar y minimizar estas descargas. Es por eso que en estos últimos años se construyen plantas de acuerdo a las siguientes estrategias.

- Construyendo nuevas plantas con un incremento de eficiencia energética, y haciendo un buen uso energético de los combustibles.

- Mejorando la eficiencia energética en plantas ya existentes el cual resulte en lo más beneficioso.
- Operando la planta en forma excelente y confiable.
- Haciendo acuerdos voluntarios con los gobiernos, y
- Un plan de desarrollo de procesos de emisión.

Desde el punto de vista de la fabricación, las instalaciones existentes han alcanzado casi los límites de la mejora que se pueden hacer con las estrategias enumeradas arriba. Las reducciones significativas adicionales en emisiones pueden resultar solamente de gastos en inversión de capital grandes para aumentar la tecnología básica del proceso. Debido a la dificultad en la reinstalación de plantas más viejas a la nueva tecnología, edad estructural de la planta y la vida natural de estas, estos proyectos grandes quizás no puedan ser hechos en ciertas plantas existentes. Pero la fabricación aun continuará buscando mejoras al respecto.

### **EMISIONES FUGITIVAS**

“Emisiones fugitivas” es el término que describe pérdidas de las operaciones de una compañía que ocurren debido a los escapes de la tubería y las conexiones y los sellos del equipo, tales como rebordes de la pipa y bombas. Típicamente, cualquier escape individual es pequeño, pero las acumulaciones de los datos del escape de cantidades grandes de tubería y de equipo pueden contribuir perceptiblemente a la huella ambiental de una compañía.

Para ser eficientes, la supervisión de las emisiones fugitivas debe ser componente de un programa de la detección y de la reducción del escape (LDAR), que alternadamente debe ser parte de un programa de mantenimiento preventivo total para una cierta instalación. Aunque la legislación se centra en la

divulgación de cantidades de las emisiones, se confía que las empresas reparen los escapes que se detectan en las emisiones.

### **EMISIONES PERFORADORAS DE LA CAPA DE OZONO**

Todas las corporaciones apoyan el protocolo de Montreal, así que se ha tomado una posición fuerte que verá que se agoten y se quiten todas las sustancias perforadoras de ozono con un potencial mayor de 0.1. Éstos serán substituidos por materiales del ODS con un grado que no exceda los 0.1, también conocido como “los mejores ODS” disponibles. Por tanto, todo el equipo que contiene ODS será examinado y mantenido regularmente en buena orden. Las sustancias agotadoras de ozono se quitarán y serán almacenadas para su posterior disposición y destrucción apropiadas. Las nuevas instalaciones utilizarán el mejor ODS disponible en todo su equipo.

### **MANEJO DE LAS EMISIONES NO PROVENIENTES DE FABRICACIÓN**

Casi todas las compañías en su totalidad han desarrollado los sistemas de gerencia ambientales para operaciones de la producción del metanol, y tiene una buena comprensión de sus emisiones de estas actividades. Sin embargo, las consecuencias para el medio ambiente de las actividades de la no-fabricación, específicamente el transporte y la distribución del metanol a los mercados globales, no se han estudiado a fondo.

Ya muchas compañías están desarrollando un plan para evaluar y para manejar emisiones de la no-fabricación. Esto se comienza con una compilación de inventarios de capacidades del envío y del terminal. Los datos recogidos serán utilizados para calcular emisiones de actividades del transporte y de la distribución.

## **LUGARES CONTAMINADOS**

La gerencia de descargas de efluentes y del aire en cada instalación está disponible. Hay muy pocos sucesos de derramamientos importantes o permite hechos no registrados desde 1998. Sin embargo con el clima de negocio rápidamente que cambia, es evidente que se debe prestar la mayor atención a la contaminación en tierra. Los gobiernos han desarrollado regulaciones para proteger a compradores potenciales de propiedades industriales contra responsabilidades ambientales sin revelar. Los estándares han sido desarrollados para clasificar sitios contaminados y para establecer los criterios ascendentes limpios para una lista larga de los contaminantes que pueden causar daño al ambiente y a la vida.

¿Donde se determina que las pérdidas de material a la tierra podrían ocurrir?, esto puede pasar, por ejemplo en tanques de almacenaje, tambores, los dispositivos del desbordamiento, el etc., la medida preventiva se toma dondequiera que sea practicable. Todos los derramamientos de las sustancias de contaminación deben limpiarse para arriba o remediada de acuerdo a los estándares aceptables. En cada instalación los sitios históricamente contaminados y el grado de contaminación deben ser documentados. Cada sitio se debe examinar y referir exactamente a una prueba patrón permanente del examen.

Existe ya un programa de la prevención de la contaminación en desarrollo (Kitimat, planta de Methanex). El propósito del plan P2 es buscar continuamente maneras de reducir energía y la basura del material, y reducir al mínimo la generación y el uso de materiales tóxicos. El plan incorpora una gerencia de la función del cambio similar a la gerencia existente de cambios de proceso. Aquí se desarrollan os mapas de proceso y una base de datos de materiales y de entradas de energía, las pérdidas y las salidas. El plan P2 se integra en los sistemas de gerencia ambientales en cada sitio.

## **SUMARIO**

Tal como se ha tratado en el punto 4.6 y en este anexo, una instalación dedicada a la producción del metanol no está catalogada como una industria altamente contaminante. Antecedentes de este tipo de plantas nos dan una idea general de que las plantas de metanol no representan un peligro ambiental para la ubicación en la que se encuentre, además de ser una industria catalogada como de alta seguridad con un porcentaje mínimo de accidentes. Además, hay que destacar el nivel biodegradable del metanol en la naturaleza y la volatilidad de este compuesto, que hacen que el metanol sea de fácil manejo en caso de accidentes como derrames o fugas del líquido.

Un punto a favor de este proyecto es que ambientalmente no traerá algún percance, ya que, tal como se mencionó anteriormente, una planta de esta naturaleza no representa un peligro latente de contaminación, por el control riguroso que se hace de este tipo de plantas.

**ANEXO C:**

**ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA  
PLANTA DE METANOL.**

# **ANEXO C1:**

## **UBICACIÓN: TALARA**

### **ESCENARIO 1: APLICACIÓN DE IMPUESTOS A LA INVERSIÓN**



**INVERSIÓN FIJA PARA LA PLANTA DE METANOL**

<b>ITEMS PRINCIPALES ISBL</b>			<b>MM US\$</b>
A	Equipos		89,25
B	Montaje (% de A)	20,0%	17,85
C	Ingeniería (% de A)	16,0%	14,28
D	Seguros de flete, manipulación y riesgos (% de A)	25,5%	22,76
E	Supervisión (% de A)	5,0%	4,46
F	Inspección (% de A, B, C, D, E, F, G)	1,0%	1,49
<b>Sub- Total</b>			150,09
<b>ITEMS PRINCIPALES OSBL</b>			<b>MM US\$</b>
G	Sistemas de generación de servicios (vapor, agua de enfriamiento, agua desmineralizada, planta de aire)(% de A)	27,0%	24,10
H	Sistemas de tratamiento de residuos (% de A)	20,5%	18,30
I	Sistemas de tratamiento de agua fresca (% de A)	15,5%	13,83
J	Sub-estación primaria, transmisión y distribución (% de A)	18,5%	16,51
K	Construcciones de cuarto de control, administración y almacenes (% de A)	2,0%	1,79
L	Almacenamiento de producto terminado (% de A)	26,0%	23,21
M	Flare (quemador) (% de A)	7,0%	6,25
<b>Sub-Total</b>			103,98
<b>ITEMS ADICIONALES</b>			<b>MM US\$</b>
N	Licencia de Operación (% de A)	10,5%	9,37
O	Utilidad del contratista (% de A)	10,0%	8,93
P	Riesgos y Contingencias (% de ISBL + OSBL)	25,0%	63,52
Q	Costo de terreno		4,00
R	Preparación del área para la construcción y pilotaje. Remoción del equipo existente o construcciones enterradas, gastos de sobretiempo.		0,10
S	Construcción del campamento para la construcción		0,10
T	Construcción de los almacenamientos de carga		0,50
U	Construcción de laboratorio, áreas de mantenimiento		1,00
V	Arranque y operaciones iniciales		1,50
W	Repuestos (% de A)	1%	0,89
X	Costos de permisos para operación (Municipalidad, Región, DGH, OSINERG, DIGESA, etc).		1,00
Y	Costos de estudios ambientales (EIA, Plan de contingencias, estudios de riesgos, etc.), sociales y de mercado.		0,50
Z	Gastos administrativos y operativos (personal propio, auditorías, asesorías, sistemas, entrenamientos, estudios especializados, relaciones públicas, etc.) (% ISBL+OSBL)	1%	2,54
A1	Contingencias (apoyo social, constitución de la empresa, asesorías, bancos, etc.)		2,00
<b>Sub-Total</b>			95,95
<b>IMPUESTOS</b>			<b>MM US\$</b>
	Aranceles (% de A, G, H, I, J, L, M, W)	15%	28,85
	Arbitrios (% de K, S, T, U)	0,50%	0,02
	IGV (% de ISBL, OSBL, Items adicionales)	19%	66,50
<b>Sub-Total</b>			95,37
<b>INVERSIÓN TOTAL FIJA (ISBL+OSBL+Adicionales)</b>			<b>MM US\$</b>
			Con impuestos 445,38

**MATERIA PRIMA (por año)**

MATERIA PRIMA	MMBTU/TM	US \$/MMBTU	MM US\$
Gas natural	28,5	1,83	70,93
<b>Total carga</b>	<b>28,5</b>		

**Total costo por materia prima** **70,93**

**PRODUCCIÓN E INGRESOS (por año)**

Producto	Producción	VALOR VENTA UNITARIO	VALOR
	MTn	US \$/Tn	MM US\$
Metanol	1360	310,00	421,6
<b>Total producción</b>	<b>1360</b>		<b>421,6</b>

**EGRESOS**

COSTOS FIJOS			MM US\$/año
1	Mantenimiento (% de inversión fija)	2,50%	8,75
2	Seguros (% de inversión fija)	0,50%	1,75
3	Trabajadores (Ingr. Mensual+todos los beneficios)	50p x \$750 mensual	0,45
4	Depreciación	10%ISBL+5%OSBL	20,21
5	Otros (auditorias técnicas/económica, monitoreos)		0,50
<b>Sub- Total</b>			<b>31,66</b>

COSTOS VARIABLES		Consumo por año	Precio (US \$/unidad)	MM US\$/año
6	Electricidad (MWh)	27200	79	2,15
7	Agua (m <sup>3</sup> )	164124800	0,91	149,35
8	Otros (productos químicos)			4,53
<b>Sub-Total</b>				<b>156,03</b>

MATERIA PRIMA		MMBTU/TM	Precio (US \$/MMBTU)	MM US\$/año
9	Gas Natural	28,5	1,83	70,93
<b>Sub-Total</b>				<b>70,93</b>

IMPUESTOS			MM US\$/año
	Aranceles (% de 8)	15%	0,68
	IGV (% de 8 y materia prima)	19%	14,34
<b>Sub-Total</b>			<b>15,02</b>

**TOTAL EGRESOS** **273,63**

CAPITAL DE TRABAJO		
	Costos de arranque (3 meses de los gastos operatorios de producción)	39,12
	<b>CAPITAL DE TRABAJO</b>	<b>78,24</b>

**CUADRO C1.1: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA, VALOR ACTUAL NETO (VAN), TASA DE ÍNDICE DE RETORNO (TIR) Y PAY-OUT TIME**

AÑO CALENDARIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AÑO DE OPERACIÓN	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN	-65,27	-110,43	-174,3										
CAPITAL DE TRABAJO				78,24									
INGRESOS				421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6
EGRESOS				273,63	273,63	273,63	273,63	273,63	273,63	273,63	273,63	273,63	273,63
DEPRECIACIÓN				20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21
UTILIDAD BRUTA (U.B.)				<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>
IMPUESTOS (30% DE U.B.)				38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33
UTILIDAD NETA				89,43	89,43	89,43	89,43	89,43	89,43	89,43	89,43	89,43	89,43
IMPUESTO A LA INVERSIÓN		-0,02	-95,35										
CAPITAL DE TRABAJO													78,24
COSTO DEL TERRENO													4,00
FLUJO DE CAJA	<b>-65,27</b>	<b>-110,45</b>	<b>-269,66</b>	<b>31,40</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>191,88</b>

INVERSIONISTA		MM US\$
VAN (MM US\$)	12%	130,74
VAN (MM US\$)	15%	57,18
VAN (MM US\$)	20%	<b>-37,63</b>

ESTADO		MM US\$
VAN(MM US\$)	6%	377,47
VAN(MM US\$)	12%	311,93
VAN(MM US\$)	15%	287,73

TIR	15,81%
-----	--------

Tiempo de recuperación de la inversión en años	4,78
------------------------------------------------	------

## **ANEXO C2**

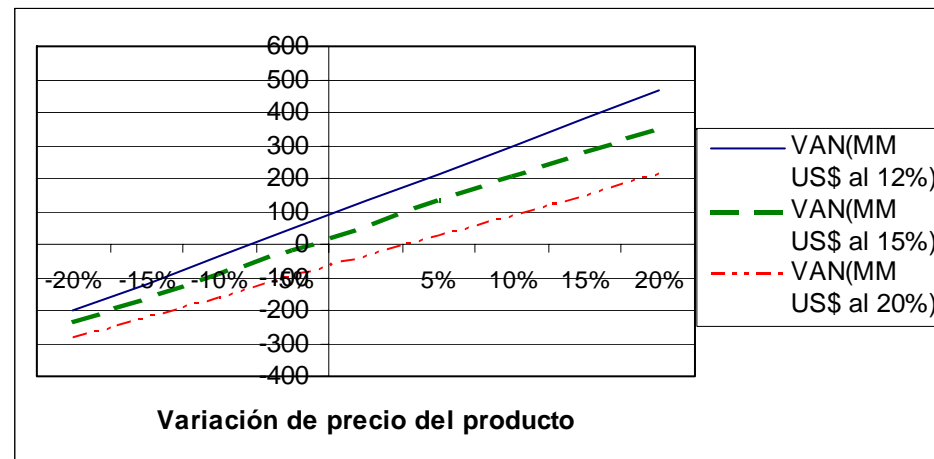
### **UBICACIÓN: TALARA**

### **ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD:**

- **Precio de los productos.  
Cuadro C2.1**
  
- **Capacidad de producción.  
Cuadro C2.2**
  
- **Precio de materia prima.  
Cuadro C2.3**

**CUADRO C2.1: SENSIBILIDAD A LOS PRECIOS DE LOS PRODUCTOS**

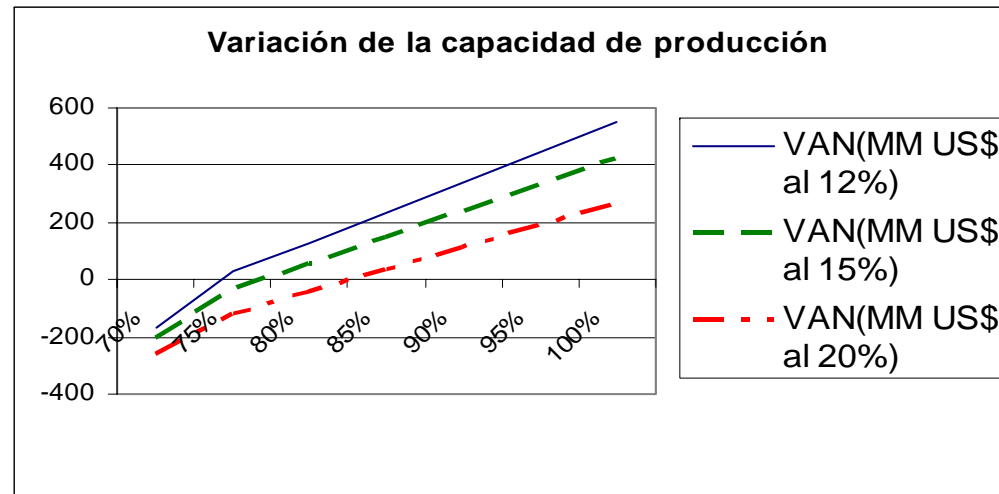
	BASE								
Variación	-20%	-15%	-10%	-5%		5%	10%	15%	20%
Precio Metanol US\$/TM	248	263,5	279	294,5	310,00	325,50	341,00	356,50	372,00
VAN(MM US\$ al 12%)	-202,76	-119,39	-36,01	47,36	130,74	214,11	297,49	380,86	464,24
VAN(MM US\$ al 15%)	-239,05	-164,99	-90,94	-16,88	57,18	131,23	205,29	279,35	353,40
VAN(MM US\$ al 20%)	-285,09	-223,22	-161,36	-99,49	-37,63	24,23	86,10	147,96	209,83
TIR	1,85%	5,76%	9,35%	12,67%	15,80%	18,76%	21,78%	24,29%	26,89%
PAY-OUT	10,34	8,01	6,53	5,52	4,78	4,21	3,56	3,40	3,10



## CUADRO C2.2: SENSIBILIDAD A LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

Referencia: 80% de la capacidad de planta

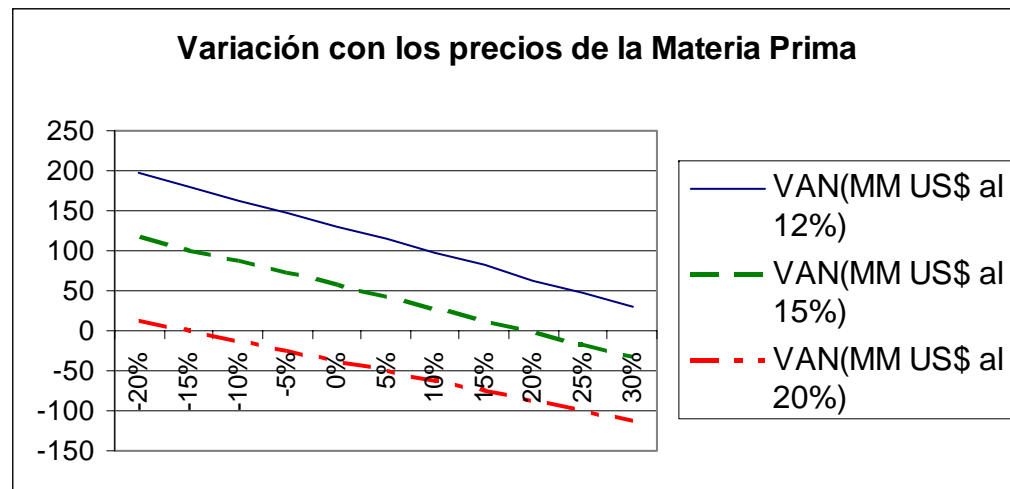
Variación	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
Producción Metanol TM	1190000	1275000	1360000	1445000	1530000	1615000	1700000
VAN(MM US\$ al 12%)	-164,75	26,52	130,74	234,96	339,17	443,39	547,61
VAN(MM US\$ al 15%)	-205,29	-35,40	57,18	149,75	242,32	334,89	427,46
VAN(MM US\$ al 20%)	-256,88	-114,96	-37,63	39,70	117,03	194,36	271,69
TIR	3,68%	11,86%	15,80%	19,48%	22,95%	26,25%	29,40%
PAY-OUT	9,13	5,74	4,78	4,09	3,57	3,17	2,85



### CUADRO C2.3: SENSIBILIDAD A LA VARIACIÓN DE PRECIOS DE LA MATERIA PRIMA

Precio base: 1,83 US\$/MMBTU

Variación	Base										
	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Precio del Gas Natural	1,46	1,56	1,65	1,74	1,83	1,92	2,01	2,10	2,20	2,29	2,38
VAN(MM US\$ al 12%)	198,24	179,99	163,57	147,16	130,74	114,32	97,90	81,48	63,24	47,28	30,58
VAN(MM US\$ al 15%)	117,13	100,93	86,34	71,76	57,18	42,59	28,01	13,42	-2,78	-16,96	-31,78
VAN(MM US\$ al 20%)	12,45	-1,08	-13,27	-25,45	-37,63	-49,81	-62,00	-74,18	-87,71	-99,56	-111,94
TIR	18,21%	17,57%	16,58%	16,40%	15,80%	15,20%	14,59%	13,98%	13,28%	12,67%	12,02%
PAY-OUT (años)	4,31	4,42	4,54	4,65	4,78	4,91	5,04	5,19	5,36	5,52	5,70



**ANEXO C3:  
UBICACIÓN: TALARA**

**ESCENARIO 2  
SIN APLICACIONES DE  
IMPUESTOS A LA INVERSIÓN**



### INVERSIÓN FIJA PARA LA PLANTA DE METANOL

ITEMS PRINCIPALES ISBL			MM US\$
A	Equipos		89,25
B	Montaje (% de A)	20,0%	17,85
C	Ingeniería (% de A)	16,0%	14,28
D	Seguros de flete, manipulación y riesgos (% de A)	25,5%	22,76
E	Supervisión (% de A)	5,0%	4,46
F	Inspección (% de A, B, C, D, E, F, G)	1,0%	1,49
<b>Sub- Total</b>			150,09
ITEMS PRINCIPALES OSBL			MM US\$
G	Sistemas de generación de servicios (vapor, agua de enfriamiento, agua desmineralizada, planta de aire)(% de A)	27,0%	24,10
H	Sistemas de tratamiento de residuos (% de A)	20,5%	18,30
I	Sistemas de tratamiento de agua fresca (% de A)	15,5%	13,83
J	Sub-estación primaria, transmisión y distribución (% de A)	18,5%	16,51
K	Construcciones de cuarto de control, administración y almacenes(% de A)	2,0%	1,79
L	Almacenamiento de producto terminado (% de A)	26,0%	23,21
M	Flare (quemador) (% de A)	7,0%	6,25
<b>Sub-Total</b>			103,98
ITEMS ADICIONALES			MM US\$
N	Licencia de Operación (% de A)	10,5%	9,37
O	Utilidad del contratista (% de A)	10,0%	8,93
P	Riesgos y Contingencias (% de ISBL + OSBL)	25,0%	63,52
Q	Costo de terreno		4,00
R	Preparación del área para la construcción y pilotaje. Remoción del equipo existente o construcciones enterradas, gastos de sobretiempo.		0,10
S	Construcción del campamento para la construcción		0,10
T	Construcción de los almacenamientos de carga		0,50
U	Construcción de laboratorio, áreas de mantenimiento		1,00
V	Arranque y operaciones iniciales		1,50
W	Repuestos (% de A)	1%	0,89
X	Costos de permisos para operación (Municipalidad, Región, DGH, OSINERG, DIGESA, etc).		1,00
Y	Costos de estudios ambientales (EIA, Plan de contingencias, estudios de riesgos, etc.), sociales y de mercado.		0,50
Z	Gastos administrativos y operativos (personal propio, auditorías, asesorías, sistemas, entrenamientos, estudios especializados, relaciones públicas, etc.) (% ISBL+OSBL)	1%	2,54
A1	Contingencias (apoyo social, constitución de la empresa, asesorías, bancos, etc.)		2,00
<b>Sub-Total</b>			95,95
IMPUESTOS			MM US\$
	Aranceles (% de A, G, H, I, J, L, M, W)	15%	28,85
	Arbitrios (% de K, S, T, U)	0,50%	0,02
	IGV (% de ISBL, OSBL, Items adicionales)	19%	66,50
<b>Sub-Total</b>			95,37
INVERSIÓN TOTAL FIJA (ISBL+OSBL+Adicionales)			MM US\$
Sin impuestos			350,01

### MATERIA PRIMA (por año)

MATERIA PRIMA	MMBTU/TM	US \$/MMBTU	MM US\$
Gas natural	28,5	1,83	70,93
<b>Total carga</b>	<b>28,5</b>		

**Total costo por materia prima** **70,93**

### PRODUCCIÓN E INGRESOS (por año)

Producto	Producción	VALOR VENTA UNITARIO	VALOR
	MTn	US \$/Tn	MM US\$
Metanol	1360	310,00	421,6
<b>Total producción</b>	<b>1360</b>		<b>421,6</b>

### EGRESOS

COSTOS FIJOS			MM US\$/año
1	Mantenimiento (% de inversión fija)	2,50%	8,75
2	Seguros (% de inversión fija)	0,50%	1,75
3	Trabajadores (Ingr. Mensual+todos los beneficios)	50p x \$750 mensual	0,45
4	Depreciación	10%ISBL+5%OSBL	20,21
5	Otros (auditorías técnicas/económica, monitoreos)		0,50
<b>Sub- Total</b>			<b>31,66</b>

COSTOS VARIABLES		Consumo por año	Precio (US \$/unidad)	MM US\$/año
6	Electricidad (MWh)	27200	79	2,15
7	Agua (m <sup>3</sup> )	164124800	0,91	149,35
8	Otros (productos químicos)			4,53
<b>Sub-Total</b>				<b>156,03</b>

MATERIA PRIMA		MMBTU/TM	Precio (US \$/MMBTU)	MM US\$/año
9	Gas Natural	28,5	1,83	70,93
<b>Sub-Total</b>				<b>70,93</b>

IMPUESTOS			MM US\$/año
Aranceles (% de 8)		15%	0,68
IGV (% de 8 y materia prima)		19%	14,34
<b>Sub-Total</b>			<b>15,02</b>

<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>273,63</b>
----------------------	---------------

### CAPITAL DE TRABAJO

Costos de arranque(3 meses de los gastos operatorios de producción)	39,12
<b>CAPITAL DE TRABAJO</b>	<b>78,24</b>

**CUADRO C3.1: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA, VALOR ACTUAL NETO (VAN), TASA DE ÍNDICE DE RETORNO (TIR) Y PAY-OUT TIME**

AÑO CALENDARIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AÑO DE OPERACIÓN	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN	-66,27	-109,43	-174,31										
CAPITAL DE TRABAJO				78,24									
INGRESOS				421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6
EGRESOS				273,63	273,63	273,63	273,63	273,63	273,63	273,63	273,63	273,63	273,63
DEPRECIACIÓN				20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21
UTILIDAD BRUTA (U.B.)				<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>	<b>127,76</b>
IMPUESTOS (30% DE U.B.)				38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33	38,33
UTILIDAD NETA				89,43	89,43	89,43	89,43	89,43	89,43	89,43	89,43	89,43	89,43
CAPITAL DE TRABAJO													78,24
COSTO DEL TERRENO													4,00
FLUJO DE CAJA	<b>-66,27</b>	<b>-109,43</b>	<b>-174,31</b>	<b>31,40</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>109,64</b>	<b>191,88</b>

		MM US\$
VAN (MM US\$)	12%	226,11
VAN (MM US\$)	15%	152,54
VAN (MM US\$)	20%	57,74

ESTADO		MM US\$
VAN(MM US\$)	6%	282,10
VAN(MM US\$)	12%	216,56
VAN(MM US\$)	15%	192,36

TIR	20,36%
-----	--------

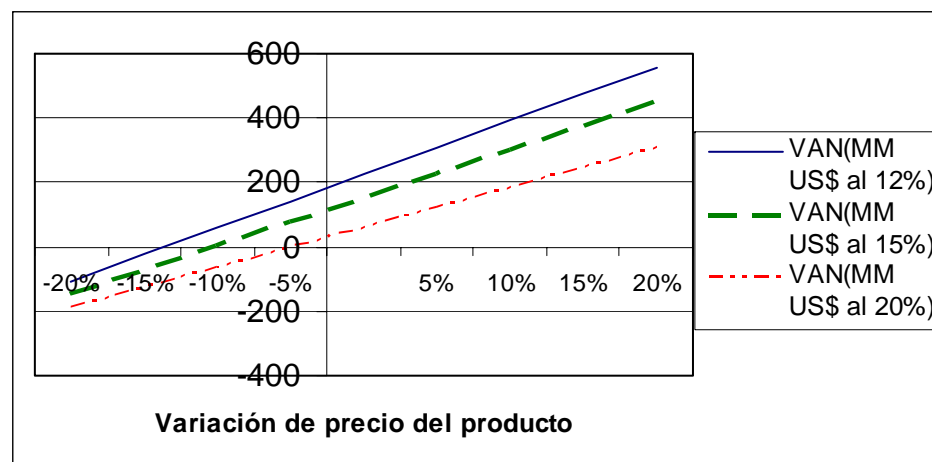
Tiempo de recuperación de la inversión en años	3,91
------------------------------------------------	------

**ANEXO C4**  
**UBICACIÓN: TALARA**  
**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

- **Precio de los productos.**  
**Cuadro C4.1**
  
- **Capacidad de producción.**  
**Cuadro C4.2**
  
- **Precio de materia prima.**  
**Cuadro C4.3**

**CUADRO C4.1: SENSIBILIDAD A LOS PRECIOS DE LOS PRODUCTOS**

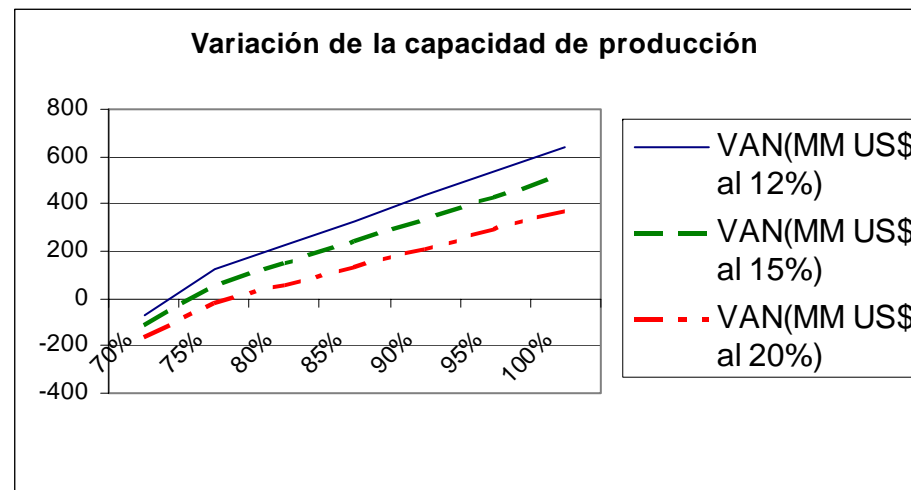
	BASE								
Variación	-20%	-15%	-10%	-5%		5%	10%	15%	20%
Precio Metanol US\$/TM	248	263,5	279	294,5	310,00	325,50	341,00	356,50	372,00
VAN(MM US\$ al 12%)	-107,39	-24,02	59,36	142,73	226,11	309,48	392,85	476,23	559,60
VAN(MM US\$ al 15%)	-143,68	-69,63	4,43	78,49	152,54	226,60	300,66	374,72	448,77
VAN(MM US\$ al 20%)	-189,72	-127,85	-65,99	-4,13	57,74	119,60	181,47	243,33	305,19
TIR	5,18%	9,44%	13,34%	16,96%	20,36%	23,57%	26,63%	29,56%	32,37%
PAY-OUT (años)	8,46	6,55	5,34	4,51	3,91	3,44	3,08	2,78	2,54



### CUADRO C4.2: SENSIBILIDAD A LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

Referencia: 80% de la capacidad de planta

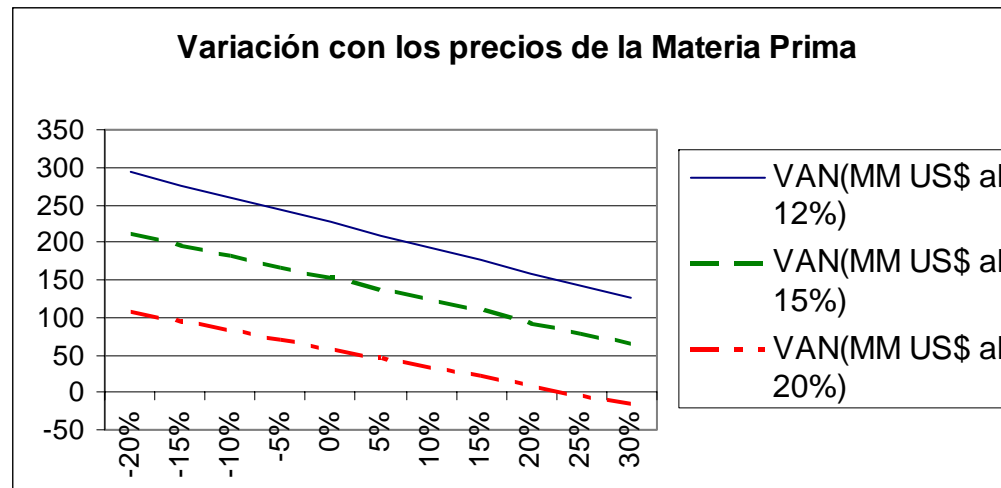
Variación	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
Producción Metanol TM	1190000	1275000	1360000	1445000	1530000	1615000	1700000
VAN(MM US\$ al 12%)	-69,38	121,89	226,11	330,32	434,54	538,76	642,98
VAN(MM US\$ al 15%)	-109,92	59,97	152,54	245,12	337,69	430,26	522,83
VAN(MM US\$ al 20%)	-161,52	-19,59	57,74	135,07	212,40	289,73	367,06
TIR	7,17%	16,08%	20,36%	24,35%	28,11%	31,68%	35,08%
PAY-OUT (años)	7,47	4,70	3,91	3,34	2,92	2,60	2,33



### CUADRO C4.3: SENSIBILIDAD A LA VARIACIÓN DE PRECIOS DE LA MATERIA PRIMA

Precio base: 1,83 US\$/MMBTU

Variación	-20%	-15%	-10%	-5%	Base 0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Precio del Gas Natural	1,46	1,56	1,65	1,74	1,83	1,92	2,01	2,10	2,20	2,29	2,38
VAN(MM US\$ al 12%)	293,60	275,36	258,94	242,52	226,11	209,69	193,27	176,85	158,61	142,19	125,95
VAN(MM US\$ al 15%)	212,50	196,30	181,71	167,13	152,54	137,96	123,38	108,79	92,59	78,01	63,58
VAN(MM US\$ al 20%)	107,82	94,29	82,10	69,92	57,74	45,56	33,37	21,19	7,65	-4,53	-16,58
TIR	22,97%	22,28%	21,64%	21,00%	20,36%	19,70%	19,04%	18,37%	17,62%	16,94%	16,25%
PAY-OUT (años)	3,52	3,62	3,71	3,81	3,91	4,01	4,12	4,24	4,38	4,52	4,66



## **ANEXO C5:**

### **UBICACIÓN: PISCO**

### **ESCENARIO 1: APLICACIÓN DE IMPUESTOS A LA INVERSIÓN**



### INVERSIÓN FIJA PARA LA PLANTA DE METANOL

ITEMS PRINCIPALES ISBL			MM US\$
A	Equipos		89,25
B	Montaje (% de A)	20,0%	17,85
C	Ingeniería (% de A)	16,0%	14,28
D	Seguros de flete, manipulación y riesgos (% de A)	25,5%	22,76
E	Supervisión (% de A)	5,0%	4,46
F	Inspección (% de A, B, C, D, E, F, G)	1,0%	1,49
<b>Sub- Total</b>			150,09

ITEMS PRINCIPALES OSBL			MM US\$
G	Sistemas de generación de servicios (vapor, agua de enfriamiento, agua desmineralizada planta de aire)(% de A)	27,0%	24,10
H	Sistemas de tratamiento de residuos (% de A)	20,5%	18,30
I	Sistemas de tratamiento de agua fresca (% de A)	15,5%	13,83
J	Sub-estación primaria, transmisión y distribución (% de A)	18,5%	16,51
K	Construcciones de cuarto de control, administración y almacenes (warehouse) (% de A)	2,0%	1,79
L	Almacenamiento de producto terminado (% de A)	26,0%	23,21
M	Flare (quemador) (% de A)	7,0%	6,25
<b>Sub-Total</b>			103,98

ITEMS ADICIONALES			MM US\$
N	Licencia de Operación (% de A)	10,5%	9,37
O	Utilidad del contratista (% de A)	10,0%	8,93
P	Riesgos y Contingencias (% de ISBL + OSBL)	25,0%	63,52
Q	Costo de terreno		4,00
R	Preparación del área para la construcción y pilotaje. Remoción del equipo existente o construcciones enterradas, gastos de sobretiempo.		0,10
S	Construcción del campamento para la construcción		0,10
T	Construcción de los almacenamientos de carga		0,50
U	Construcción de laboratorio, áreas de mantenimiento		1,00
V	Arranque y operaciones iniciales		1,50
W	Repuestos (% de A)	1%	0,89
X	Costos de permisos para operación (Municipalidad, Región, DGH, OSINERG, DIGESA, etc).		1,00
Y	Costos de estudios ambientales (EIA, Plan de contingencias, estudios de riesgos, etc.), sociales y de mercado		0,50
Z	Gastos administrativos y operativos (personal propio, auditorías, asesorías, sistemas, entrenamientos, estudios especializados, relaciones públicas, etc.) (% ISBL+OSBL)	1%	2,54
A1	Contingencias (apoyo social, constitución de la empresa, asesorías, bancos, etc.)		2,00
<b>Sub-Total</b>			95,95

IMPUESTOS			MM US\$
	Aranceles (% de A, G, H, I, J, L, M, W)	15%	28,85
	Arbitrios (% de K, S, T, U)	0,50%	0,02
	IGV (% de ISBL, OSBL, Items adicionales)	19%	66,50
<b>Sub-Total</b>			95,37

INVERSIÓN TOTAL FIJA (ISBL+OSBL+Adicionales)		MM US\$
Con impuestos		445,38

**MATERIA PRIMA (por año)**

MATERIA PRIMA	MMBTU/TM	US \$/MMBTU	MM US\$
Gas natural	28,5	2,04	79,07
<b>Total carga</b>	<b>28,5</b>		

**Total costo por materia prima** **79,07**

**PRODUCCIÓN E INGRESOS (por año)**

	Producción	VALOR VENTA UNITARIO	VALOR
Producto	MTn	US \$/Tn	MM US\$
Metanol	1360	310,00	421,6
<b>Total producción</b>	<b>1360</b>		<b>421,6</b>

**EGRESOS**

COSTOS FIJOS			MM US\$/año
1	Mantenimiento (% de inversión fija)	2,50%	8,75
2	Seguros (% de inversión fija)	0,50%	1,75
3	Trabajadores (Ingr. Mensual+todos los beneficios)	50p x \$750 mensual	0,45
4	Depreciación	10%ISBL+5%OSBL	20,21
5	Otros (auditorías técnicas/económica, monitoreos)		0,50
<b>Sub- Total</b>			<b>31,66</b>

COSTOS VARIABLES		Consumo por año	Precio US \$/unidad	MM US\$/año
6	Electricidad (MWh)	27200	79	2,15
7	Agua (m <sup>3</sup> )	164124800	0,91	149,35
8	Otros (productos químicos)			4,53
<b>Sub-Total</b>				<b>156,03</b>

MATERIA PRIMA		MMBTU/TM	Precio US \$/MMBTU	MM US\$/año
9	Gas Natural	28,5	2,04	79,07
<b>Sub-Total</b>				<b>79,07</b>

IMPUESTOS			MM US\$/año
	Aranceles (% de 8)	15%	0,68
	IGV (% de 8 y materia prima)	19%	15,88
<b>Sub-Total</b>			<b>16,56</b>

**TOTAL EGRESOS** **283,32**

CAPITAL DE TRABAJO		MM US\$/año
	Costos de arranque (3 meses de los gastos operatorios de producción)	39,12
<b>CAPITAL DE TRABAJO</b>		<b>78,24</b>

**CUADRO C5.1: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA, VALOR ACTUAL NETO (VAN), TASA DE ÍNDICE DE RETORNO (TIR) Y PAY-OUT TIME**

AÑO CALENDARIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AÑO DE OPERACIÓN	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN	-65,27	-110,43	-174,3										
CAPITAL DE TRABAJO				78,24									
INGRESOS				421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6
EGRESOS				283,32	283,32	283,32	283,32	283,32	283,32	283,32	283,32	283,32	283,32
DEPRECIACIÓN				20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21
UTILIDAD BRUTA (U.B.)				<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>
IMPUESTOS (30% DE U.B.)				35,42	35,42	35,42	35,42	35,42	35,42	35,42	35,42	35,42	35,42
UTILIDAD NETA				82,65	82,65	82,65	82,65	82,65	82,65	82,65	82,65	82,65	82,65
IMPUESTO A LA INVERSIÓN		-0,02	-95,35										
CAPITAL DE TRABAJO													78,24
COSTO DEL TERRENO													4,00
FLUJO DE CAJA	<b>-65,27</b>	<b>-110,45</b>	<b>-269,66</b>	<b>24,62</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>185,10</b>

INVERSIONISTA		MM US\$
VAN (MM US\$)	12%	92,43
VAN (MM US\$)	15%	23,15
VAN (MM US\$)	20%	<b>-66,06</b>

ESTADO		MM US\$
VAN(MM US\$)	6%	356,08
VAN(MM US\$)	12%	295,51
VAN(MM US\$)	15%	273,15

TIR	14,39%
-----	--------

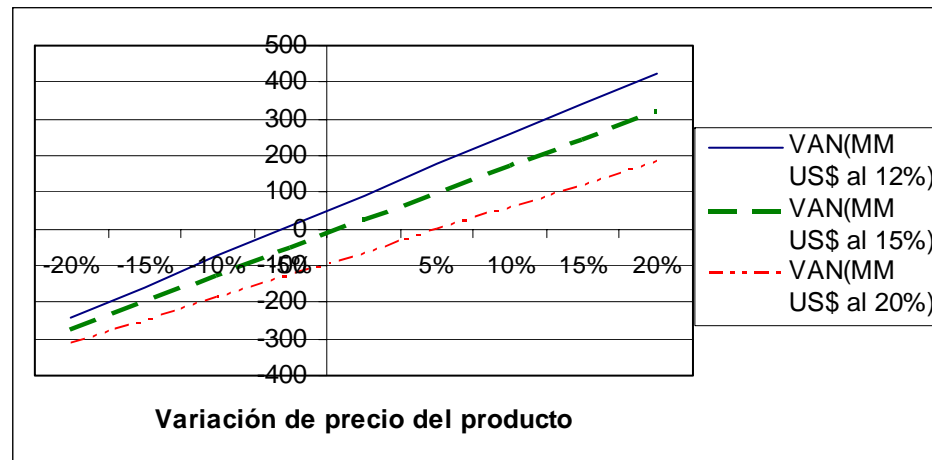
Tiempo de recuperación de la inversión en años	5,09
------------------------------------------------	------

**ANEXO C6**  
**UBICACIÓN: PISCO**  
**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

- **Precio de los productos.**  
**Cuadro C6.1**
  
- **Capacidad de producción.**  
**Cuadro C6.2**
  
- **Precio de materia prima.**  
**Cuadro C6.3**

**CUADRO C6.1: SENSIBILIDAD A LOS PRECIOS DE LOS PRODUCTOS**

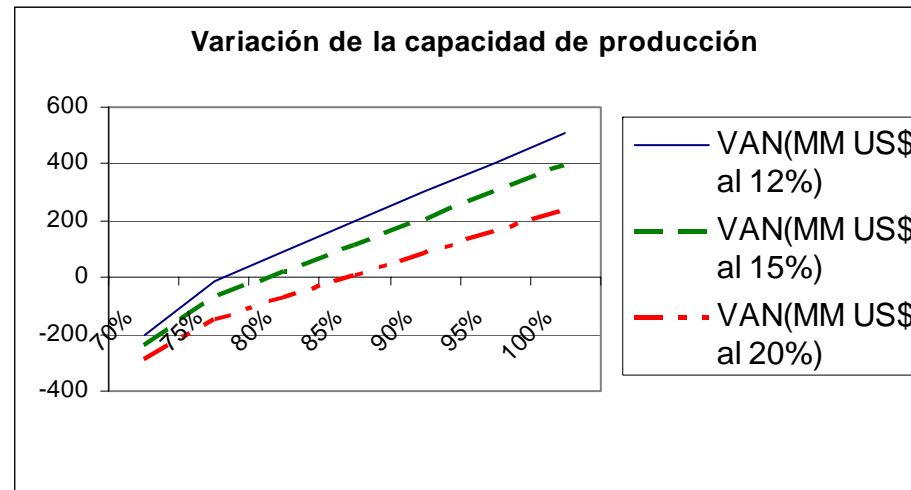
	BASE								
Variación	-20%	-15%	-10%	-5%		5%	10%	15%	20%
Precio Metanol US\$/TM	248	263,5	279	294,5	310,00	325,50	341,00	356,50	372,00
VAN(MM US\$ al 12%)	-241,07	-157,70	-74,32	9,05	92,43	175,80	259,18	342,55	425,93
VAN(MM US\$ al 15%)	-273,08	-199,02	-124,97	-50,91	23,15	97,20	171,26	245,32	319,38
VAN(MM US\$ al 20%)	-313,51	-251,65	-189,79	-127,92	-66,06	-4,19	57,67	119,54	181,40
TIR	-0,09%	4,01%	7,74%	11,18%	14,39%	17,43%	20,31%	23,07%	25,72%
PAY-OUT	11,94	8,94	7,14	5,94	5,09	4,45	3,96	3,56	3,23



### CUADRO C6.2: SENSIBILIDAD A LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

Referencia: 80% de la capacidad de planta

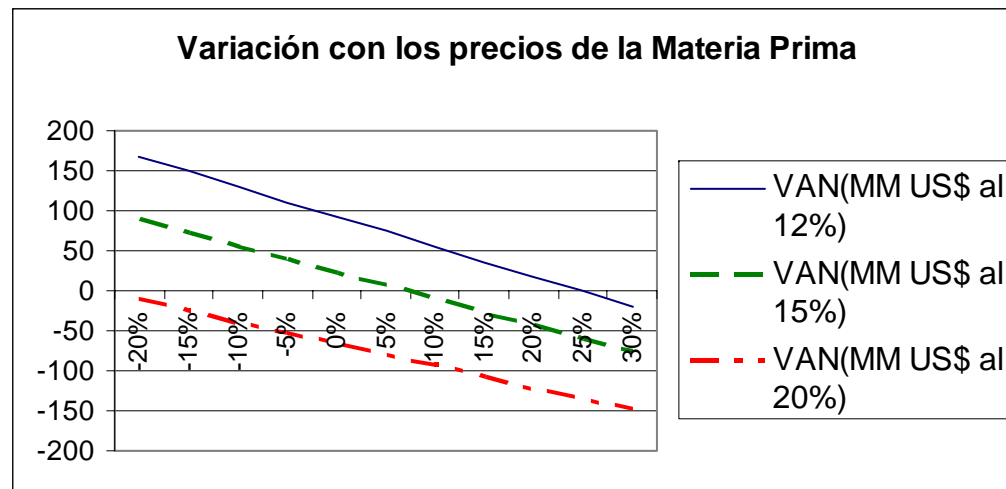
Variación	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
Producción Metanol TM	1190000	1275000	1360000	1445000	1530000	1615000	1700000
VAN(MM US\$ al 12%)	-203,06	-11,79	92,43	196,65	300,86	405,08	509,30
VAN(MM US\$ al 15%)	-239,32	-69,42	23,15	115,72	208,29	300,86	393,43
VAN(MM US\$ al 20%)	-285,31	-143,39	-66,06	11,27	88,60	165,93	243,26
TIR	1,84%	10,34%	14,39%	18,16%	21,71%	25,07%	28,28%
PAY-OUT	10,36	6,20	5,09	4,32	3,75	3,31	2,96



### CUADRO C6.3: SENSIBILIDAD A LA VARIACIÓN DE PRECIOS DE LA MATERIA PRIMA

Precio base: 2,04 US\$/MMBTU

	Base										
Variación	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Precio del Gas Natural	1,63	1,73	1,84	1,94	2,04	2,14	2,24	2,35	2,45	2,55	2,65
VAN(MM US\$ al 12%)	167,22	148,98	128,91	110,67	92,43	74,18	55,94	35,87	17,63	-0,61	-18,85
VAN(MM US\$ al 15%)	89,58	73,38	55,56	39,35	23,15	6,94	-9,26	-27,09	-43,29	-59,49	-75,70
VAN(MM US\$ al 20%)	-10,56	-24,09	-38,98	-52,52	-66,06	-79,59	-93,13	-108,02	-121,56	-135,09	-148,63
TIR	17,12%	16,47%	15,74%	15,07%	14,39%	13,71%	13,01%	12,24%	11,52%	10,79%	10,05%
PAY-OUT (años)	4,51	4,64	4,79	4,94	5,09	5,26	5,43	5,64	5,84	6,06	6,30



**ANEXO C7:  
UBICACIÓN: PISCO**

**ESCENARIO 2  
SIN APLICACIONES DE  
IMPUESTOS A LA INVERSIÓN**



## INVERSIÓN FIJA PARA LA PLANTA DE METANOL

ITEMS PRINCIPALES ISBL			MM US\$
A	Equipos		89,25
B	Montaje (% de A)	20,0%	17,85
C	Ingeniería (% de A)	16,0%	14,28
D	Seguros de flete, manipulación y riesgos (% de A)	25,5%	22,76
E	Supervisión (% de A)	5,0%	4,46
F	Inspección (% de A, B, C, D, E, F, G)	1,0%	1,49
<b>Sub- Total</b>			150,09

ITEMS PRINCIPALES OSBL			MM US\$
G	Sistemas de generación de servicios (vapor, agua de enfriamiento, agua desmineralizada, planta de aire)(% de A)	27,0%	24,10
H	Sistemas de tratamiento de residuos (% de A)	20,5%	18,30
I	Sistemas de tratamiento de agua fresca (% de A)	15,5%	13,83
J	Sub-estación primaria, transmisión y distribución (% de A)	18,5%	16,51
K	Construcciones de cuarto de control, administración y almacenes (warehouse) (% de A)	2,0%	1,79
L	Almacenamiento de producto terminado (% de A)	26,0%	23,21
M	Flare (quemador) (% de A)	7,0%	6,25
<b>Sub-Total</b>			103,98

ITEMS ADICIONALES			MM US\$
N	Licencia de Operación (% de A)	10,5%	9,37
O	Utilidad del contratista (% de A)	10,0%	8,93
P	Riesgos y Contingencias (% de ISBL + OSBL)	25,0%	63,52
Q	Costo de terreno		4,00
R	Preparación del área para la construcción y pilotaje. Remoción del equipo existente o construcciones enterradas, gastos de sobretiempo.		0,10
S	Construcción del campamento para la construcción		0,10
T	Construcción de los almacenamientos de carga		0,50
U	Construcción de laboratorio, áreas de mantenimiento		1,00
V	Arranque y operaciones iniciales		1,50
W	Repuestos (% de A)	1%	0,89
X	Costos de permisos para operación (Municipalidad, Región, DGH, OSINERG, DIGESA, etc).		1,00
Y	Costos de estudios ambientales (EIA, Plan de contingencias, estudios de riesgos, etc.), sociales y de mercado		0,50
Z	Gastos administrativos y operativos (personal propio, auditorías, asesorías, sistemas, entrenamientos, estudios especializados, relaciones públicas, etc.) (% ISBL+OSBL)	1%	2,54
A1	Contingencias (apoyo social, constitución de la empresa, asesorías, bancos, etc.)		2,00
<b>Sub-Total</b>			95,95

IMPUESTOS			MM US\$
	Aranceles (% de A, G, H, I, J, L, M, W)	15%	28,85
	Arbitrios (% de K, S, T, U)	0,50%	0,02
	IGV (% de ISBL, OSBL, Items adicionales)	19%	66,50
<b>Sub-Total</b>			95,37

INVERSIÓN TOTAL FIJA (ISBL+OSBL+Adicionales)		MM US\$
Sin impuestos		350,01

### MATERIA PRIMA (por año)

MATERIA PRIMA	MMBTU/TM	US \$/MMBTU	MM US\$
Gas natural	28,5	2,04	79,07
<b>Total carga</b>	<b>28,5</b>		

Total costo por materia prima

**79,07**

### PRODUCCIÓN E INGRESOS (por año)

	Producción	VALOR VENTA UNITARIO	VALOR
Producto	MTn	US \$/Tn	MM US\$
Metanol	1360	310,00	421,6
<b>Total producción</b>	<b>1360</b>		<b>421,6</b>

### EGRESOS

COSTOS FIJOS			MM US\$/año
1	Mantenimiento (% de inversión fija)	2,50%	8,75
2	Seguros (% de inversión fija)	0,50%	1,75
3	Trabajadores (Ingr. Mensual+todos los beneficios)	50p x \$750 mensual	0,45
4	Depreciación	10%ISBL+5%OSBL	20,21
5	Otros (auditorías técnicas/económica, monitoreos)		0,50
<b>Sub- Total</b>			<b>31,66</b>

COSTOS VARIABLES		Consumo por año	Precio US \$/unidad	MM US\$/año
6	Electricidad (MWh)	27200	79	2,15
7	Agua (m <sup>3</sup> )	164124800	0,91	149,35
8	Otros (productos químicos)			4,53
<b>Sub-Total</b>				<b>156,03</b>

MATERIA PRIMA		MMBTU/TM	Precio US \$/MMBTU	MM US\$/año
9	Gas Natural	28,5	1,83	79,07
<b>Sub-Total</b>				<b>79,07</b>

IMPUESTOS			MM US\$/año
Aranceles (% de 8)		15%	0,68
IGV (% de 8 y materia prima)		19%	15,88
<b>Sub-Total</b>			<b>16,56</b>

<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>283,32</b>
----------------------	---------------

CAPITAL DE TRABAJO	
Costos de arranque(3 meses de los gastos operatorios de producción)	39,12
<b>CAPITAL DE TRABAJO</b>	<b>78,24</b>

**CUADRO C7.1: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA, VALOR ACTUAL NETO (VAN), TASA DE ÍNDICE DE RETORNO (TIR) Y PAY-OUT TIME**

AÑO CALENDARIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AÑO DE OPERACIÓN	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN	-66,27	-109,43	-174,31										
CAPITAL DE TRABAJO				78,24									
INGRESOS				421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6	421,6
EGRESOS				283,32	283,32	283,32	283,32	283,32	283,32	283,32	283,32	283,32	283,32
DEPRECIACIÓN				20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21
UTILIDAD BRUTA (U.B.)				<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>	<b>118,07</b>
IMPUESTOS (30% DE U.B.)				35,42	35,42	35,42	35,42	35,42	35,42	35,42	35,42	35,42	35,42
UTILIDAD NETA				82,65	82,65	82,65	82,65	82,65	82,65	82,65	82,65	82,65	82,65
CAPITAL DE TRABAJO													78,24
COSTO DEL TERRENO													4,00
FLUJO DE CAJA	<b>-66,27</b>	<b>-109,43</b>	<b>-174,31</b>	<b>24,62</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>102,86</b>	<b>185,10</b>

		MM US\$
VAN (MM US\$)	12%	187,80
VAN (MM US\$)	15%	118,52
VAN (MM US\$)	20%	29,31

ESTADO		MM US\$
VAN(MM US\$)	6%	260,71
VAN(MM US\$)	12%	200,14
VAN(MM US\$)	15%	177,78

TIR	18,82%
-----	--------

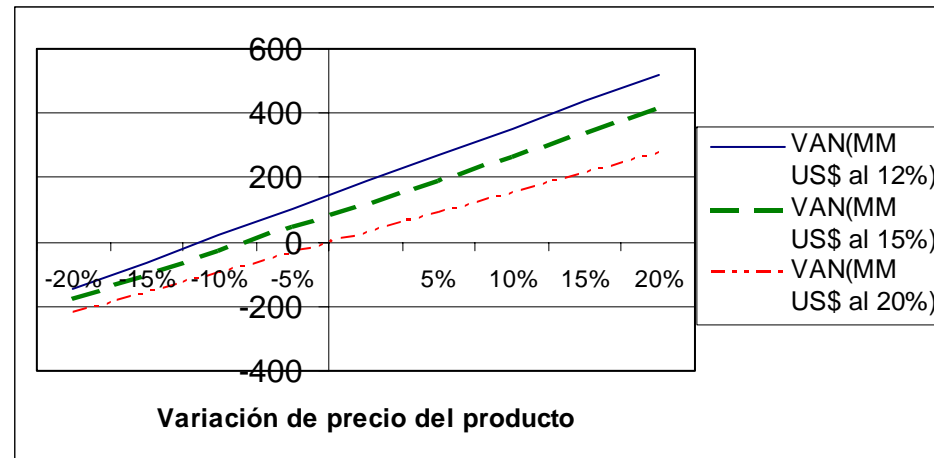
Tiempo de recuperación de la inversión en años	4,16
------------------------------------------------	------

**ANEXO C8**  
**UBICACIÓN: PISCO**  
**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

- **Precio de los productos.**  
**Cuadro C8.1**
  
- **Capacidad de producción.**  
**Cuadro C8.2**
  
- **Precio de materia prima.**  
**Cuadro C8.3**

**CUADRO C8.1: SENSIBILIDAD A LOS PRECIOS DE LOS PRODUCTOS**

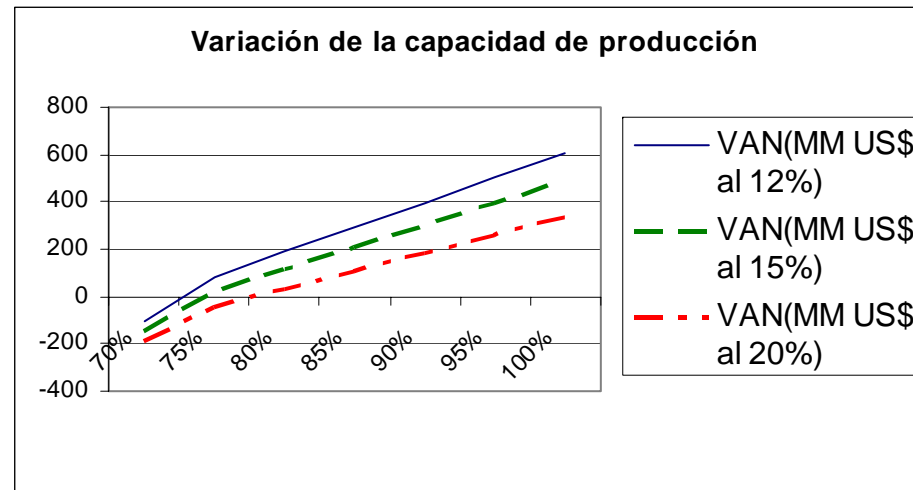
	BASE									
Variación	-20%	-15%	-10%	-5%		5%	10%	15%	20%	
Precio Metanol US\$/TM	248	263,5	279	294,5	310,00	325,50	341,00	356,50	372,00	
VAN(MM US\$ al 12%)	-145,70	-62,33	21,05	104,42	187,80	271,17	354,54	437,92	521,29	
VAN(MM US\$ al 15%)	-177,71	-103,65	-29,60	44,46	118,52	192,57	266,63	340,69	414,74	
VAN(MM US\$ al 20%)	-218,14	-156,28	-94,42	-32,55	29,31	91,18	153,04	214,90	276,77	
TIR	3,07%	7,53%	11,59%	15,33%	18,82%	22,12%	25,25%	28,23%	31,10%	
PAY-OUT (años)	9,77	7,31	5,84	4,86	4,16	3,64	3,24	2,91	2,65	



### CUADRO C8.2: SENSIBILIDAD A LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

Referencia: 80% de la capacidad de planta

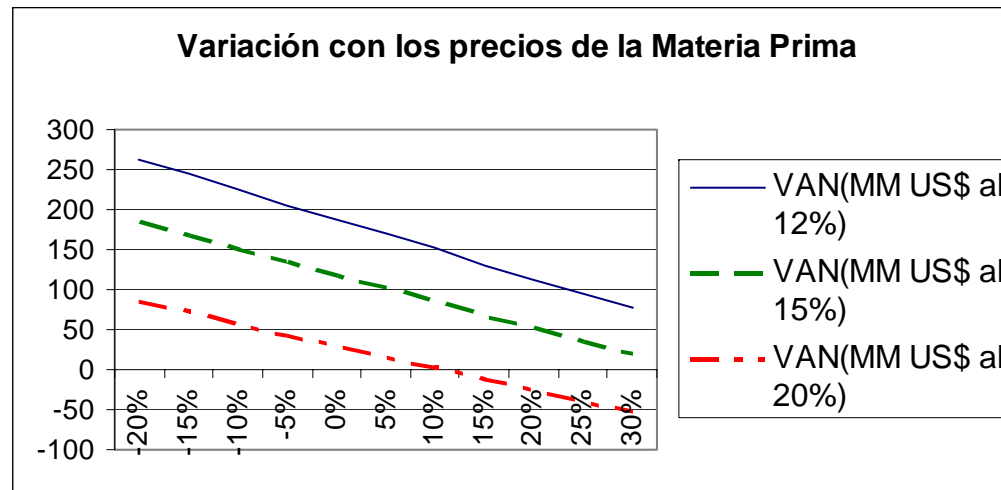
Variación	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
Producción Metanol TM	1190000	1275000	1360000	1445000	1530000	1615000	1700000
VAN(MM US\$ al 12%)	-107,69	83,58	187,80	292,01	396,23	500,45	604,67
VAN(MM US\$ al 15%)	-143,95	25,94	118,52	211,09	303,66	396,23	488,80
VAN(MM US\$ al 20%)	-189,94	-48,02	29,31	106,64	183,97	261,30	338,63
TIR	5,16%	14,42%	18,82%	22,91%	26,76%	30,39%	33,85%
PAY-OUT (años)	8,47	5,07	4,16	3,53	3,06	2,71	2,42



### CUADRO C8.3: SENSIBILIDAD A LA VARIACIÓN DE PRECIOS DE LA MATERIA PRIMA

Precio base: 2,04 US\$/MMBTU

	Base										
Variación	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Precio del Gas Natural	1,63	1,73	1,84	1,94	2,04	2,14	2,24	2,35	2,45	2,55	2,65
VAN(MM US\$ al 12%)	262,59	244,35	224,28	206,04	187,80	169,55	151,31	131,24	113,00	94,76	76,51
VAN(MM US\$ al 15%)	184,95	168,75	150,92	134,72	118,52	102,31	86,11	68,28	52,08	35,87	19,67
VAN(MM US\$ al 20%)	84,81	71,27	56,38	42,85	29,31	15,78	2,24	-12,65	-26,19	-39,72	-53,26
TIR	21,79%	21,08%	20,29%	19,56%	18,82%	18,08%	17,32%	16,47%	15,70%	14,91%	14,10%
PAY-OUT (años)	3,69	3,79	3,82	4,04	4,16	4,30	4,44	4,61	4,78	4,96	5,15



## **ANEXO D:**

**D1: LEY DEL SISTEMA NACIONAL DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL**

**D.2: LEY DE LA PROMOCIÓN A LA INVERSIÓN EN PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL**



**ANEXO D1:**  
**LEY DEL SISTEMA NACIONAL  
DE EVALUACIÓN DE IMPACTO  
AMBIENTAL**

**Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental  
LEY N° 27446**

CARLOS FERRERO

Presidente a.i. del Congreso de la República

POR CUANTO:

LA COMISIÓN PERMANENTE DEL CONGRESO DE LA REPÚBLICA; ha dado  
la Ley  
siguiente:

**LEY DEL SISTEMA NACIONAL DE EVALUACIÓN DEL IMPACTO  
AMBIENTAL**

**CAPÍTULO I  
DISPOSICIONES GENERALES**

Artículo 1.- Objeto de la ley

La presente Ley tiene por finalidad:

- a) La creación del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA), como un sistema único y coordinado de identificación, prevención, supervisión, control y corrección anticipada de los impactos ambientales negativos derivados de las acciones humanas expresadas por medio del proyecto de inversión.
  
- b) El establecimiento de un proceso uniforme que comprenda los requerimientos, etapas, y alcances de las evaluaciones del impacto ambiental de proyectos de inversión.
  
- c) El establecimiento de los mecanismos que aseguren la participación ciudadana en el proceso de evaluación de impacto ambiental.

## Artículo 2.- Ámbito de la ley

Quedan comprendidos en el ámbito de aplicación de la presente Ley, los proyectos de inversión públicos y privados que impliquen actividades, construcciones u obras que puedan causar impactos ambientales negativos, según disponga el Reglamento de la presente Ley.

## Artículo 3.- Obligatoriedad de la certificación ambiental

A partir de la entrada en vigencia del Reglamento de la presente Ley, no podrá iniciarse la ejecución proyectos incluidos en el artículo anterior y ninguna autoridad nacional, sectorial, regional o local podrá aprobarlas, autorizarlas, permitir las, concederlas o habilitarlas si no cuentan previamente con la certificación ambiental contenida en la Resolución expedida por la respectiva autoridad competente.

## Artículo 4.- Categorización de proyectos de acuerdo al riesgo ambiental

4.1 Toda acción comprendida en el listado de inclusión que establezca el Reglamento, según lo previsto en el Artículo 2 de la presente Ley, respecto de la cual se solicite su certificación ambiental, deberá ser clasificada en una de las siguientes categorías:

a) Categoría I - Declaración de Impacto Ambiental.- Incluye aquellos proyectos cuya ejecución no origina impactos ambientales negativos de carácter significativo.

b) Categoría II - Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado.- Incluye los proyectos cuya ejecución puede originar impactos ambientales moderados y cuyos efectos negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas fácilmente aplicables.

Los proyectos clasificados en esta categoría requerirán un Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA -sd). (\*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

c) Categoría III - Estudio de Impacto Ambiental Detallado. - Incluye aquellos proyectos cuyas características, envergadura y/o localización, pueden producir impactos ambientales negativos significativos, cuantitativa o cualitativamente, requiriendo un análisis profundo para revisar sus impactos y proponer la estrategia de manejo ambiental correspondiente.

Los proyectos de esta categoría requerirán de un Estudio de Impacto Ambiental detallado (EIA-d ).

4.2 Esta clasificación deberá efectuarse siguiendo los criterios de protección ambiental establecidos por la autoridad competente.

#### Artículo 5.- Criterios de protección ambiental

Para los efectos de la clasificación de los proyectos de inversión que queden comprendidos dentro del SEIA, la autoridad competente deberá ceñirse a los siguientes criterios:

- a) La protección de la salud de las personas;
- b) La protección de la calidad ambiental, tanto del aire, del agua, del suelo, como la incidencia que puedan producir el ruido y los residuos sólidos, líquidos y emisiones gaseosas y radiactivas;
- c) La protección de los recursos naturales, especialmente las aguas, el suelo, la flora y la fauna;
- d) La protección de las áreas naturales protegidas;
- e) La protección de los ecosistemas y las bellezas escénicas, por su importancia para la vida natural;
- f) La protección de los sistemas y estilos de vida de las comunidades;
- g) La protección de los espacios urbanos;
- h) La protección del patrimonio arqueológico, histórico, arquitectónicos y monumentos nacionales; e,
- i) Los demás que surjan de la política nacional ambiental.

#### Artículo 6.- Procedimiento para la certificación ambiental

El procedimiento para la certificación ambiental constará de las etapas siguientes:

1. Presentación de la solicitud;
2. Clasificación de la acción;
3. Revisión del estudio de impacto ambiental;
4. Resolución; y,
5. Seguimiento y control.

### **CAPÍTULO II PROCEDIMIENTO**

#### Artículo 7.- Contenido de la solicitud de certificación ambiental

7.1 La solicitud de certificación ambiental que presente el proponente o titular de toda acción comprendida en el listado de inclusión a que se refiere el Artículo 4, sin perjuicio de incluir las informaciones, documentos y demás requerimientos que establezca el Reglamento de la presente Ley, deberá contener:

a) Una evaluación preliminar con la siguiente información:

- a.1 Las características de la acción que se proyecta ejecutar;
- a.2 Los antecedentes de los aspectos ambientales que conforman el área de influencia de la misma;
- a.3 Los posibles impactos ambientales que pudieran producirse; y,
- a.4 Las medidas de prevención, mitigación o corrección previstas.

b) Una propuesta de clasificación de conformidad con las categorías establecidas en el

Artículo 4 de la presente Ley.

c) Una propuesta de términos de referencia para el estudio de impacto ambiental correspondiente, si fuera el caso.

7.2 La información contenida en la solicitud deberá ser suscrita por el proponente o titular y tendrá carácter de declaración jurada.

#### Artículo 8.- Clasificación de la acción propuesta

8.1 De conformidad con los criterios de protección ambiental establecidos en el Artículo 5 de la presente Ley, la autoridad competente deberá ratificar o modificar la propuesta de clasificación realizada con la presentación de la solicitud, en un plazo no menor de 45 (cuarenta y cinco) días calendario.

8.2 Además de la clasificación que reciba la acción propuesta, la resolución de la autoridad competente deberá:

- a) Expedir la correspondiente certificación ambiental, para el caso de la categoría I.
- b) Para las restantes categorías, aprobar los términos de referencia propuestos para la elaboración del estudio de impacto ambiental correspondiente.

#### Artículo 9.- Mecanismos de clasificación para actividades comunes

La autoridad competente podrá establecer los mecanismos para la clasificación y definición de los términos de referencia de los estudios de impacto ambiental de actividades comunes en el sector que le corresponda, en cuyo caso no será aplicable lo dispuesto en los Artículos 7 y 8 de la presente Ley, procediendo el proponente o titular con la elaboración del estudio de impacto ambiental de acuerdo con los términos de referencia correspondientes.

#### Artículo 10.- Contenido de los Estudios de Impacto Ambiental

10.1 De conformidad con lo que establezca el Reglamento de la presente Ley y con los términos de referencia que en cada caso se aprueben, el estudio de impacto ambiental deberá contener:

- a) Una descripción de la acción propuesta y los antecedentes de su área de influencia;

- b) La identificación y caracterización de los impactos ambientales durante todo el ciclo de duración del proyecto;
- c) La estrategia de manejo ambiental o la definición de metas ambientales incluyendo, según el caso, el plan de manejo, el plan de contingencias, el plan de compensación y el plan de abandono;
- d) El plan de participación ciudadana de parte del mismo proponente;
- e) Los planes de seguimiento, vigilancia y control; y,
- f) Un resumen ejecutivo de fácil comprensión.

10.2 El estudio de impacto ambiental deberá ser elaborado por entidades autorizadas que cuenten con equipos de profesionales de diferentes especialidades con experiencia en aspectos de manejo ambiental, cuya elección es de exclusiva responsabilidad del titular o proponente de la acción, quien asumirá el costo de su elaboración y tramitación.

10.3 Las autoridades competentes deberán establecer un registro de entidades autorizadas para la elaboración de estudios de impacto ambiental. Este registro incluirá a las personas naturales integrantes de dichas entidades.

10.4 El Reglamento de la presente Ley especificará las características y alcances del referido registro.

#### Artículo 11.- Revisión del Estudio de Impacto Ambiental

11.1 El proponente deberá presentar el estudio de impacto ambiental a la autoridad competente para su revisión. Asimismo la autoridad competente, en los casos establecidos mediante decreto supremo, solicitará la opinión de otros organismos públicos e instituciones.

11.2 Para la revisión de los Estudios de Impacto Ambiental detallados (EIA -d), correspondientes a proyectos clasificados en la categoría III, la autoridad

competente podrá establecer un mecanismo de revisión que incluya a las autoridades sectoriales, regionales o locales involucradas.

11.3 Los plazos para las revisiones de los estudios de impacto ambiental de las diversas categorías señaladas en el Artículo 4 de la presente Ley serán establecidos en su Reglamento.

Artículo 12.- Resolución de certificación ambiental

12.1 Culminada la revisión del estudio de impacto ambiental, la autoridad competente emitirá la resolución que aprueba o desaprueba dicho estudio indicando las consideraciones técnicas y legales que apoyan la decisión, así como las condiciones adicionales surgidas de la revisión del estudio de impacto ambiental si las hubiera.

12.2 La resolución que aprueba el estudio de impacto ambiental constituirá la certificación ambiental, quedando así autorizada la ejecución de la acción o proyecto propuesto.

### **CAPÍTULO III DIFUSIÓN Y PARTICIPACIÓN**

Artículo 13.- De la difusión y participación de la comunidad

Va SEIA garantiza:

a) Instancias formales de difusión y participación de la comunidad en el proceso de tramitación de las solicitudes y de los correspondientes estudios de impacto ambiental;

b) Instancias no formales que el proponente debe impulsar, para incorporar en el estudio de impacto ambiental, la percepción y la opinión de la población potencialmente, afectada o beneficiada con la acción propuesta.

Artículo 14.- De la participación ciudadana



El SEIA contempla para la participación de la comunidad, lo siguiente:

a) Que la autoridad competente, durante la etapa de clasificación, tiene la facultad de solicitar a la comunidad o representantes o informantes calificados, los antecedentes o las observaciones sobre la acción propuesta.

b) Que el proponente y su equipo técnico presente un plan de participación ciudadana y su ejecución.

c) Que la autoridad competente efectúe la consulta formal durante la etapa de revisión, sólo en los casos de los estudios de impacto ambiental detallados y semidetallados. Estos estudios se pondrán a disposición del público, para observaciones y comentarios, en la sede regional del sector respectivo.

La convocatoria se hará por los medios de prensa de mayor difusión, mediante la publicación de un aviso de acuerdo con el formato aprobado en el Reglamento de la presente Ley, cuyo costo será asumido por el proponente. Asimismo, la difusión se realizará por medios electrónicos de comunicación.

d) La audiencia pública, como parte de la revisión del estudio de impacto ambiental detallado, se deberá realizar a más tardar 5 (cinco) días antes del vencimiento del período de consulta formal.

La autoridad competente podrá disponer la presentación en audiencia pública de los estudios de impacto ambiental semidetallados.

#### **CAPÍTULO IV SEGUIMIENTO Y CONTROL**

Artículo 15.- Seguimiento y control

15.1 La autoridad competente será la responsable de efectuar la función de seguimiento, supervisión y control de la evaluación de impacto ambiental, aplicando las sanciones administrativas a los infractores.

15.2 El seguimiento, supervisión y control se podrá ejecutar a través de empresas o instituciones que se encuentren debidamente calificadas e inscritas en el registro que para el efecto abrirá la autoridad competente. Las empresas o instituciones que elaboren los estudios de impacto ambiental no podrán participar en la labor de seguimiento, supervisión y control de los mismos.

## **CAPÍTULO V DE LAS AUTORIDADES COMPETENTES**

Artículo 16.- Organismo coordinador del Sistema

El organismo coordinador del SEIA será el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM), en concordancia con lo que se establece en la Ley N° 26410 y la presente Ley.

Artículo 17.- Funciones del organismo coordinador

Corresponde al CONAM a través de sus órganos respectivos:

- a) Coordinar con las autoridades sectoriales competentes y proponer al Consejo de Ministros, el o los proyectos de reglamentos y sus modificaciones, para la aprobación de los correspondientes decretos supremos;
- b) Asegurar y coordinar con las autoridades sectoriales competentes la adecuación de los regímenes de evaluación del impacto ambiental existentes a lo dispuesto en la presente Ley;
- c) Llevar un Registro Público y actualizado de las solicitudes de certificación ambiental presentadas y su clasificación, de los términos de referencia emitidos, procedimientos de revisión de estudios de impacto ambiental en

curso, de los mecanismos formales de participación, de las resoluciones adoptadas y de los certificados ambientales emitidos;

d) Recibir, investigar, controlar, supervisar e informar a la Presidencia del Consejo de Ministros las denuncias que se le formulen por infracciones en la aplicación de la presente Ley y su Reglamento.

#### Artículo 18.- Autoridades competentes

18.1 Serán consideradas como autoridades competentes para efectos de la presente Ley y su Reglamento, las autoridades nacionales y sectoriales que poseen competencias ambientales.

18.2 La autoridad competente para cada tipo de proyecto que quede comprendido en el listado de inclusión a que se refiere el Artículo 4 de la presente Ley, es el Ministerio del Sector correspondiente a la actividad que desarrolla la empresa proponente o titular del proyecto.

18.3 En caso de que el proyecto incluyera dos o más actividades de competencia de distintos sectores, la autoridad competente será únicamente el Ministerio del Sector al que corresponda la actividad de la empresa proponente por la que ésta obtiene sus mayores ingresos brutos anuales.

18.4 En caso de que el proyecto corresponda a una actividad que no haya sido identificada como perteneciente a un determinado sector o en caso de que sea necesaria la dirimencia sobre la asignación de competencia, corresponderá al Consejo Directivo del CONAM definir la autoridad competente.

#### **DISPOSICIÓN TRANSITORIA**

##### ÚNICA.- Aplicación de las normas sectoriales

En tanto se expida el Reglamento de la presente Ley, se aplicarán las normas sectoriales correspondientes, en lo que no se oponga a la presente Ley.

## **DISPOSICIONES FINALES**

Primera.- Reglamentación de la ley

El Poder Ejecutivo, mediante decreto supremo, refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros y los Ministros de los sectores involucrados con la presente norma, aprobará el reglamento de esta Ley, en un plazo que no excederá de 45 (cuarenta y cinco) días hábiles contados a partir de la publicación de la presente Ley.

Segunda. - Norma derogatoria

Deróganse las normas que se opongan a la presente Ley.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los dieciséis días del mes de marzo de dos mil uno.

CARLOS FERRERO

Presidente a.i. del Congreso de la República

HENRY PEASE GARCÍA

Segundo Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

No habiendo sido promulgada dentro del plazo constitucional por el señor Presidente de la República, en cumplimiento de los Artículos 108 de la Constitución Política y 80 del Reglamento del Congreso, ordeno que se comunique a la Presidencia del Consejo de Ministros para su publicación y cumplimiento.

En Lima, a los diez días del mes de abril de dos mil uno.

CARLOS FERRERO

Presidente a.i. del Congreso de la República

HENRY PEASE GARCÍA

Segundo Vicepresidente del Congreso de la República

Lima, 20 de abril de 2001.

Cúmplase, comuníquese, regístrese, publíquese y archívese.

JAVIER SILVA RUETE

Ministro de Economía y Finanzas

Encargado de la Presidencia del Consejo de Ministros

## **ANEXO D.2:**

# **LEY DE LA PROMOCIÓN A LA INVERSIÓN EN PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL**

**LEY N° 28176**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

El Congreso de la República

ha dado la Ley siguiente:

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

**LEY DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN EN PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL**

**Artículo 1°.- Inclusión de párrafo en el artículo 74° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos**

Agrégase el siguiente párrafo al artículo 74° de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos:

“Mediante contrato-ley, el Estado podrá otorgar a las plantas de procesamiento de gas natural, los beneficios que la presente Ley y sus normas reglamentarias conceden.”

**Artículo 2°.- Beneficios aplicables a las Plantas de Procesamiento de Gas Natural**

Los beneficios a que se refiere el segundo párrafo del artículo 74° de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, que se aplicarán a las plantas de procesamiento de gas natural, son los contenidos en los siguientes artículos de dicha ley: artículo 12°, sobre la aprobación, modificación y naturaleza del contrato; artículo 17°, sobre las cesiones del contrato; artículos 48° y 52°, sobre Impuesto a la Renta; artículo 58°, sobre el régimen de las exportaciones; artículo 60° y 61° sobre importación temporal; artículo 63°, sobre estabilidad

tributaria y cambiaria; artículo 64°, sobre contabilidad en moneda extranjera; artículo 66°, sobre garantía de libre manejo y disponibilidad de divisas; artículos 82°, 83° y 84°, sobre derechos de uso, servidumbre y expropiación.

Respecto del régimen de estabilidad tributaria a que se refiere el mencionado artículo 63°, será aplicable lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 032-95-EF, modificado por Decreto Supremo N° 059-96-EF.

### **Artículo 3°.- Régimen del Decreto Legislativo N° 818 y de la Ley N° 27343**

En los contratos-ley a que se refiere el segundo párrafo del artículo 74° de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, agregado mediante la presente Ley, se incluirá el régimen del Decreto Legislativo N° 818 y normas complementarias, modificatorias y reglamentarias. Asimismo, a los referidos contratos-ley se aplicará lo dispuesto en el numeral 1.2 del artículo 1° de la Ley 27343.

### **Artículo 4°.- Depreciación**

Los gastos de inversiones que realicen las plantas de procesamiento de gas natural antes de iniciar sus operaciones comerciales serán acumulados en una cuenta cuyo monto se amortizará mediante la amortización lineal, deduciendo en porciones iguales, durante un período no menor de cinco (5) años.

El Ministerio de Energía y Minas podrá fijar el plazo de la depreciación del ducto principal si lo hubiere, el que no podrá ser menor de cinco (5) años.

Los gastos por servicios prestados al inversionista de las plantas serán deducibles con sujeción al cumplimiento de las normas del Decreto Supremo N° 032- 95-EF

### **Artículo 5°.- Normas Complementarias**

Mediante decreto supremo refrendado por los Ministros de Energía y Minas y de Economía y Finanzas se dictarán las normas que sean necesarias para la



aplicación de lo dispuesto en la presente Ley dentro del plazo de treinta (30) días contados a partir de la fecha de publicación de la presente Ley.

Comuníquese al Señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los dos días del mes de febrero de dos mil cuatro.

HENRY PEASE GARCÍA

Presidente del Congreso de la República

MARCIANO RENGIFO RUIZ

Primer Vicepresidente del Congreso de la República

AI SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintitrés días del mes de febrero del año dos mil cuatro.

ALEJANDRO TOLEDO

Presidente Constitucional de la República

CARLOS FERRERO

Presidente del Consejo de Ministros

## BIBLIOGRAFÍA

### CAPÍTULO II: ANTECEDENTES DEL METANOL

Material Safety Data sheet. Methanol:

<http://www.jtbaker.com/msds/englishhtml/M2015.htm>

Metanol: <http://www.cleaner-drive.com/energies/methanol.htm>

Methanex. About Methanol: <http://www.methanex.com/products/aboutmethanol.html>

Methanex. Methanol in our lives <http://www.methanex.com/products/methanolives.html>

Methanol: born in 1923 and still going strong: <http://edj.net/sinor/SFR4-99art7.html>

Methanol: <http://www.techhistory.co.nz/ThinkBig/Methanol.htm>

Methanol: <http://www.ucc.ie/ucc/depts/chem/dolchem/html/comp/methanol.html>

Mitsubishi Gas Chemical Company. Methanol:

[http://www.mgc.co.jp/eng/company/gas\\_chemical/products/comchem/methanol/](http://www.mgc.co.jp/eng/company/gas_chemical/products/comchem/methanol/)

### CAPÍTULO III: ESTUDIO DE MERCADO

**Asia-Pacific: fastest growing consuming region for methanol.** Hydrocarbon Processing. December 2004. Gulf Publishing Company. Página 23.

BLOOMBERG:

<http://www.bloomberg.com>

Celdas de combustible: <http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/fuelcells/>

Gas y Petroquímica Bolivia y Brasil

[http://www.noticiasbolivianas.com/imprimir\\_col.php?id=521](http://www.noticiasbolivianas.com/imprimir_col.php?id=521)

<http://www.bolivia.com/noticias/AutoNoticias/DetalleNoticias16792.asp>

<http://www.laprensa-bolivia.net/20030427/negocios/negocios03.htm>

[http://www.paraguayglobal.com/noticias\\_efe.php?ID=2697](http://www.paraguayglobal.com/noticias_efe.php?ID=2697)

HALDOR – TOPSOE:

<http://www.topsoe.com>

<http://www.topsoe.com/site.nsf/all/CHAP-69DHWW?OpenDocument>

Informe de Evaluación de Resultados. Guinea Ecuatorial. Segundo Proyecto de Asistencia Técnica Petrolera. Banco Mundial:

[http://www.ifc.org/ifcext/oeg.nsf/AttachmentsByTitle/oed\\_proj\\_assess\\_equatorial\\_guinea\\_a\\_spanish/\\$FILE/oed\\_proj\\_assess\\_equatorial\\_guinea\\_spanish.pdf](http://www.ifc.org/ifcext/oeg.nsf/AttachmentsByTitle/oed_proj_assess_equatorial_guinea_a_spanish/$FILE/oed_proj_assess_equatorial_guinea_spanish.pdf)

LURGI OEL-GAS-CHEMIE:

<http://www.lurgi.de>

<http://www.lurgi.de/english/nbsp/main/atlase.pdf>

Methanex:

<http://www.methanex.com>

<http://www.methanex.com/products/methanolprice.html>

[http://www.methanex.com/investor/annualreports/04\\_anrpt.pdf](http://www.methanex.com/investor/annualreports/04_anrpt.pdf)

<http://www.methanex.com/ourcompany/documents/MarketBroch.pdf>

**Methanol. 18 MMton net new capacity to 2009.** Hydrocarbon Processing. November 2004. Gulf Publishing Company. Páginas 21-23.

**Methanol and its derivatives.** Petroleum Technology Quarterly. Autumn 2001. Crambeth Allen Publishing Ltd. Páginas 8-10.

Methanol in Iran: [http://www.iranian.ws/iran\\_news/publish/article\\_5102.shtml](http://www.iranian.ws/iran_news/publish/article_5102.shtml)

**Methanol: next capacity wave, rationalization.** Hydrocarbon Processing. November 2003. Gulf Publishing Company. Página 21.

Ministerio de Energía y Minas: Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014:

[http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/pub\\_planreferen\\_2005-2014.asp](http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/pub_planreferen_2005-2014.asp)

NASDAQ

<http://www.nasdaq.com>

**Natural Gas Study advocates a focus for US policy.** Hydrocarbon Processing. November 2003. Gulf Publishing Company. Página 21.

Online Chemical Engineering Information

<http://www.che.com>

<http://www.cheresources.com/chebusinessintro.shtml>

OSINERG: <http://www.osinerg.gob.pe/>

Operación del Sector Hidrocarburos:

<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecHidrocarburos/OSHENE2005.pdf>

Referencia y mecanismos de la formación de precios:

<http://r0.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/precio.htm>

The economics of methanol production in Nigeria based on large low-cost gas resources. (Prepared for presentation to the hon. Minister of power and energy, Delta State, october 2002):

<http://www.deltastate.gov.ng/powerenergy271102a.htm>

#### **CAPÍTULO IV: ESTUDIO TÉCNICO**

**CHAUVEL, Alain y Gilles LEFEBVRE. PETROCHEMICAL PROCESSES. VOL. 1 SYNTHESIS-GAS DERIVATIVES AND MAJOR HYDROCARBONS.** 1989. Editions Technip. Páginas: 1-102.

**Consider new Technologies for low-cost methanol operations. Hydrocarbon Processing.** April 2005. Gulf Publishing Company. Páginas 47-50.

**Creating Value from stranded natural gas.** Petroleum Technology Quarterly. Autumn 2003. Crambeth Allen Publishing Ltd. Páginas 141-147.

Energy Frontiers:

PDVSA- EFI Seminar:

<http://www.energyfrontiers.org/presentations/wlgtl0302.pdf>

Global Environmental Excellence Report:

[http://www.methanex.com/environment/documents/2002\\_Environmental\\_Excellence\\_Report.pdf](http://www.methanex.com/environment/documents/2002_Environmental_Excellence_Report.pdf)

Haldor – Topsoe

<http://www.topsoe.com>

<http://www.topsoe.com/site.nsf/all/KVOO-5MQNTF?OpenDocument>

LURGI OEL - GAS – CHEMIE:

<http://www.lurgi.de>

<http://www.lurgi.de/english/nbsp/index.html>

**MATAR, Sami. CHEMISTRY OF PETROCHEMICAL PROCESSES.** 2001. Gulf Professional Publishing.

METHANEX:

Metanol: Conducta Responsable:

[http://www.methanex.com/environment/documents/rc03\\_sp.pdf](http://www.methanex.com/environment/documents/rc03_sp.pdf)

Methanol: <http://www.techhistory.co.nz/ThinkBig/Methanol.htm>

Methanol Synthesis:

[http://www.lurgi.de/lurgi\\_headoffice\\_kopie/english/nbsp/menu/products/gas\\_to\\_chemicals/methanol\\_synthesis/overview/index.html](http://www.lurgi.de/lurgi_headoffice_kopie/english/nbsp/menu/products/gas_to_chemicals/methanol_synthesis/overview/index.html)

**New developments in syngas technology.** Hydrocarbon Processing, July 2005. Gulf Publishing Company. Página 27.

UOP

<http://www.uop.com>

UOP/HYDRO MTO Process: <http://www.uop.com/lightolefins/5033.html>

## **CAPÍTULO V: LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA:**

Estudio de Impacto Ambiental y Social de la Planta de Fraccionamiento de Pisco:

[http://www.camisea.com.pe/esp/eia\\_fraccionamiento/pisco/EIA\\_PISCO\\_Cap4.PDF](http://www.camisea.com.pe/esp/eia_fraccionamiento/pisco/EIA_PISCO_Cap4.PDF)

Instituto Nacional de Estadística e Informática. INEI:

<http://www.inei.gob.pe>

Municipalidad de Pisco:

<http://www.munipisco.gob.pe>

Municipalidad de Talara:

<http://www.munitalara.gob.pe/>

## **CAPÍTULO VI: DIMENSIONAMIENTO Y ESTIMACIONES ECONÓMICAS:**

LURGI OEL - GAS – CHEMIE:

<http://www.lurgi.de>

<http://www.lurgi.de/english/nbsp/index.html>

<http://www.lurgi.de/english/nbsp/main/atlase.pdf>

Ministerio de Energía y Minas: Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014:

[http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/pub\\_planreferen\\_2005-2014.asp](http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/pub_planreferen_2005-2014.asp)

Petroleum Technology Quarterly:

[http://www.eptq.com/Pages/Articles/PDF\\_Files/PTQ00213.pdf](http://www.eptq.com/Pages/Articles/PDF_Files/PTQ00213.pdf)

School of Chemical Science and Engineering  
Engineering Economics and Chemical Plant Design:  
<http://www.ket.kth.se/courses/3c1524/sem/indexempel.pdf>

**Techniques identify ways to “radically” reduce project time.** Hydrocarbon Processing. December 2004. Gulf Publishing Company. Página 17.