

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



**“SIMULACION DEL PROCESO DE OBTENCION DE
METANOL CON EL OBJETIVO DE INDUSTRIALIZAR EL
GAS NATURAL EN EL PERÚ”**

TESIS

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

**ELABORADO POR:
GIANNINA MILAGROS IBARRA VÁSQUEZ**

**PROMOCION: 2006-1
LIMA – PERU**

2010

DECICATORIA

A Dios por ser mi guía, por darme la fe, salud y fortaleza para culminar con esta etapa de mi vida.

A mis padres Juan Carlos (quien partió a la presencia de Dios) y Elvira por todo su inmenso amor, comprensión, apoyo y enseñarme a luchar siempre para alcanzar mis metas. Gracias por creer en mí.

A mi abuelita, hermanos, tíos, primos y cuñados por brindarme todo su apoyo y aliento siempre, a fin de lograr mis objetivos.

A mi sobrina Geraldine por darle alegría a mi vida.

A Javier por su amor, confianza y su apoyo incondicional, gracias por estar conmigo y recuerda que eres muy importante para mí.

A la Universidad Nacional de Ingeniería por haberme brindado los conocimientos necesarios para mi formación como profesional.

SUMARIO

El Metanol tiene una gran variedad de aplicaciones industriales. Su uso más frecuente es como materia prima (para la producción de formaldehído, ácido acético, cloro metanos, metacrilato de metilo, metilaminas, dimetil tereftalato, metil t-butil éter (MTBE)), como solvente o anticongelante en pinturas, como combustible, producción de biodiesel, etc.

Existen tres formas de producir metanol: a partir de la destilación destructiva de madera, a partir del gas de síntesis y a partir de residuos orgánicos. De las tres formas mencionadas anteriormente la de mayor uso es a partir de gas de síntesis, pues determina un mayor rendimiento.

El presente trabajo está compuesto por 13 capítulos, en donde el capítulo 1 y 2 contiene una breve introducción del estudio y los objetivos tanto general como específico.

En el capítulo 3 se describe la situación actual del gas natural como demanda, reservas, precios; así como la situación de la industria petroquímica en el Perú.

En el capítulo 4 se analizó la industria petroquímica a partir del gas natural, así como las propiedades, características y diferentes aplicaciones y usos del metanol en los diversos sectores de consumo.

En el capítulo 5 se describe la legislación actual relacionada al gas natural y producción de metanol, de la existencia de la reglamentación en el país para la industrialización del gas natural usado en especial para la producción de metanol y/o otros usos; de igual forma se analizó la existencia de reglamentación de aspectos ambientales.

En el capítulo 6 se muestra los resultados del estudio de mercado realizado tanto a nivel internacional como nacional, los precios de metanol y las perspectivas de comercialización del metanol.

En el capítulo 7 describe las tecnologías para el proceso de producción de metanol mediante la obtención del gas de síntesis y la selección de la tecnología más adecuada instalarse en el Perú y la capacidad instalada potencial que podría ser considerada de acuerdo a la disponibilidad de gas natural.

En el capítulo 8 se muestran los resultados de la simulación del proceso de metanol considerando la tecnología seleccionada más adecuada al país; asimismo se estimó la energía eléctrica requerida en la planta de metanol simulada y la estimación de emisiones de CO₂ provenientes de la energía requerida en la planta de metanol simulada. Por otro lado, se realizó un balance energético de las corrientes de energía obtenidas en la simulación del proceso de metanol.

En el capítulo 9 se realizó una evaluación económica para la instalación de la planta de metanol simulada, determinando la inversión y realizando un análisis de sensibilidad con de los principales parámetros que pueden influenciar en la viabilidad de una posible instalación de la planta; asimismo, se analizó la posible ubicación de la planta en el país.

En el capítulo 10 se menciona los aspectos ambientales, salud y seguridad de la utilización de metanol.

En el capítulo 11, 12 y 13 se describen las principales conclusiones, recomendaciones y las referencias bibliográficas del presente estudio.

INDICE

DECICATORIA	I
SUMARIO	II
INDICE	IV
LISTA DE GRÁFICOS	VI
LISTA DE CUADROS	VII
I. INTRODUCCIÓN	1
II. OBJETIVOS	3
2.1 Objetivo General	3
2.2 Objetivos Específicos.....	3
III. ANTECEDENTES	4
3.1 Situación del Gas Natural en el Perú	4
3.1.1 Proyección de la Demanda y Reservas de Gas Natural	4
3.1.2 Precios de Gas Natural para Petroquímica en el Perú.....	6
3.2 Industria Petroquímica en el Perú	7
3.2.1 Razones de Oportunidad para Petroquímica en el Perú	8
IV. PETROQUIMICA A PARTIR DEL GAS NATURAL	10
4.1 Composición del Gas Natural	10
4.2 Petroquímica a partir del metano	11
4.2.1 Productos Químicos a partir del metano.....	11
4.3 Características del Metanol	12
4.4 Aplicaciones y Usos del Metanol.....	13
Adicionalmente en los últimos años se ha utilizado el metanol para la producción de Olefinas y propileno.	15
V. LEGISLACIÓN RELACIONADA AL GAS NATURAL Y PRODUCCIÓN DE METANOL	17
5.1 Industria del Gas Natural y Petroquímica.....	17
5.2 Metanol y Planta de Metanol	20
5.3 Mezcla del Metanol con Biodiesel	23
5.4 Aspecto Ambiental	24
5.5 Resumen	24
VI. ESTUDIO DE MERCADO	26
6.1 Plantas de Metanol en Sudamérica.....	26
6.2 Evolución de las importaciones y principales países de origen.....	26
6.3 Precios de Metanol	27
6.4 Perspectivas de Comercialización de Metanol en el Perú.....	28
VII. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PRODUCCIÓN DE METANOL Y POSIBLE CAPACIDAD DE UNA PLANTA EN EL PERÚ	34
7.1 Obtención del gas de síntesis.....	34
7.1.1 Esquema basado en la oxidación parcial con oxígeno	34
7.1.2 Esquema basado en steam reforming (reformado con vapor)	36
7.1.3 Esquema basado en Autothermal Reforming (Reformado Autotérmico)	39
7.1.4 Esquema basado en Reformado Combinado.....	40
7.1.5 Resumen.....	41
7.2 Tecnologías para producir metanol a partir del gas natural	42
7.2.1 Tecnología ICI	42
7.2.2 Tecnología LURGI.....	45
7.2.3 Resumen.....	49
7.3 Selección de la tecnología adecuada en el Perú	49
7.4 Capacidad propuesta de una Planta de Metanol en el Perú	51
VIII. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE METANOL CONSIDERANDO LA TECNOLOGÍA SELECCIONADA	52
8.1 Descripción del Simulador usado	52
8.1.1 Ventajas y desventajas de usar el Simulador	52
8.2 Bases para la Simulación	53
8.2.1 Aspectos Termodinámicos del Gas de Síntesis	53

8.2.2	Aspectos Termodinámicos de la Síntesis de Metanol	54
8.2.3	Aspectos Cinéticos de la Síntesis de Metanol	54
8.3	Descripción de Equipos, Condiciones Operativas y Termodinámica del proceso de Metanol simulado.	55
8.4	Resultados de la Simulación de la Tecnología Seleccionada	68
8.5	Estimación de la energía eléctrica requerida para la planta de metanol simulada	70
8.6	Estimación de Emisiones de CO ₂ provenientes de la energía eléctrica consumida en la planta de metanol simulada	76
8.7	Balance Energético de las corrientes de energía obtenidas en la simulación del proceso de metanol	77
IX.	EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA PLANTA DE METANOL Y ANALISIS ECONOMICO	79
9.1	Análisis de los resultados obtenidos en la simulación versus la disponibilidad de gas natural en el Perú y lo establecido en la tecnología seleccionada.	79
9.2	Inversión de la Planta de Metanol Simulada	80
9.2.1	Inversión de una Planta de Metanol.....	80
9.2.2	Indicadores de Evaluación	81
9.2.3	Determinación del Flujo de Caja	83
9.2.4	Análisis de Sensibilidad.....	85
9.3	Posible ubicación de la Planta de Metanol.....	86
X.	EVALUACION AMBIENTAL	88
XI.	CONCLUSIONES	94
XII.	RECOMENDACIONES	97
XIII.	BIBLIOGRAFÍA.....	98
	GLOSARIO	103
	ANEXOS	104
	ANEXO1. Dimensionamiento de Equipos – Zona de Producción de Metanol.....	104
	ANEXO2. Optimización de la energía calórica, Producción de vapor de proceso	108
	ANEXO3. Indicadores Chemical Engineering	109
	ANEXO4. Cálculo del Límite de Batería	110

LISTA DE GRÁFICOS

GRAFICO III-1. Costo promedio del Gas Natural para desarrollo Petroquímico a nivel mundial (US\$ por millón de BTU - 2007)	7
GRAFICO VI-1. Plantas Petroquímicas en Sudamérica	26
GRAFICO VI-2. Evolución de la Importación de Metanol en el Perú.....	27
GRAFICO VI-3. Evolución de los Precios CIF - FOB de Metanol	28
GRAFICO VI-4. Evolución de los Precios de Metanol vs Precio del Petróleo	28
GRAFICO VI-6. Data histórica 2005-2008 del Gas Natural suministrado a la Empresa Methanex en Chile (MMm ³ /día)	32
GRAFICO VII-1. Diagrama de Bloques para la Producción de Metanol usando oxidación parcial ...	36
GRAFICO VII-2. Diagrama de bloques para la producción de metanol usando Steam reforming	37
GRAFICO VII-3. Proceso ICI-Producción de Metanol.....	44
GRAFICO VII-4. Instalación para obtención de metanol. Proceso ICI.....	45
GRAFICO VII-5. Diagrama de Bloques Proceso Lurgi.....	46
GRAFICO VII-6. Proceso Lurgi de baja presión – Síntesis de Metanol.....	47
GRAFICO VII-7. Diagrama de Bloques Proceso Lurgi Combinado	48
GRAFICO VIII-1. Esquema del Proceso de Simulación de Metanol	56
GRAFICO VIII-2. Esquema de la Proceso de la Zona de Separación del Metano	56
GRAFICO VIII-3. Esquema del Proceso de Obtención del Gas de Síntesis	58
GRAFICO VIII-4. Esquema del Proceso de Obtención del Gas de Síntesis a partir del Reformado con Vapor	59
GRAFICO VIII-5. Esquema del Proceso de Obtención del Gas de Síntesis a partir del Reformado Autotérmico	60
GRAFICO VIII-6. Esquema de la Síntesis de Metanol.....	64
GRAFICO VIII-7. Rango general de aplicación de compresores	70
GRAFICO VIII-8. Rango general de aplicación de bombas.....	74
GRAFICO IX-1. Sensibilidad con la variación de precios del gas natural	85
GRAFICO IX-2. Sensibilidad con la variación del precio de Metanol	86
GRAFICO IX-3. Canal de exportación hacia México y E.E.U.U.	87

LISTA DE CUADROS

CUADRO III.1. Mercado del Gas Natural en la Zona Sur Medio.....	5
CUADRO III.3. Reservas Probadas de Gas Natural y LGN	6
CUADRO IV.1. Composición del Gas Natural en el Perú.....	10
CUADRO IV.2. Propiedades físicas del Metanol.....	12
CUADRO IV.3. Especificaciones del Metanol	13
CUADRO V.1. ANEXO N°1	24
CUADRO VI.1. Evolución de la Importación de Metanol en el Perú (TM/año)	27
CUADRO VI.2. Demanda Proyectada de Diesel y Biodiesel (MBPD)	29
CUADRO VI.3. Producción de Biodiesel y Metanol (TM/año)	30
CUADRO VI.4. Producción actual, plantas pilotos y proyecto de Biodiesel	30
CUADRO VI.5. Perspectivas de Producción de Metanol en Perú – Año base 2008.....	33
CUADRO VII.1. Relación H ₂ O/CH ₄ en el Reformado de Vapor	38
CUADRO VII.2. Comparación de las Tecnologías para la Producción de Gas de Síntesis.....	42
CUADRO VII.3. Comparación de las Tecnologías para la Producción de Metanol	49
CUADRO VIII.1. Resultados de la Simulación del Proceso de Metanol	69
CUADRO VIII.2. Balance Energético Simulación de Metanol.....	77
CUADRO IX.1. Sensibilidad con la variación de precios del gas natural	85
CUADRO IX.2. Sensibilidad con la variación de precios de venta del metanol.....	85
CUADRO X.1. Límites de algunos parámetros – Proceso de producción de Metanol	92
CUADRO X.2. Límites Máximos Permisibles de Efluentes Líquidos para las Actividades del Subsector Hidrocarburos	93

I. INTRODUCCIÓN

En una economía social de mercado como la nuestra debiera ser una política de Estado el cambio de matriz energética en el menor tiempo posible, para consumir intensivamente gas natural y minimizar nuestra dependencia de los precios internacionales del petróleo.

Para ello, es urgente y necesaria la promoción, fomento y construcción de un mercado interno para el gas natural lo más rápidamente posible. La forma más eficiente para ello es que nuestras empresas, las familias, el parque automotor estén conectados a la “cultura del gas”. Sin embargo, hoy en día el mayor uso del gas natural es en la generación de electricidad, existiendo un uso más importante para consumir dicho gas, el cual radica en la industria petroquímica que agrega más valor al recurso natural, pero necesita un marco promotor de parte del Estado para su despegue, tal como lo demuestra la experiencia internacional.

Una de las opciones de la industria petroquímica es la producción de metanol, el cual nos permitirá abastecer el creciente mercado nacional e internacional. En el marco del mercado internacional, Chile es uno de los países con mayores exportaciones de metanol, a pesar de no tener reservas de gas natural; sin embargo, desde el año 2007 la producción de metanol ha disminuido, debido a la falta de abastecimiento de gas natural por el país de Argentina; por lo que para cubrir nuestro mercado, podría considerarse como una buena alternativa el mercado desabastecido de Chile.

La fabricación del metanol a partir del gas natural ocurre cuando en su primer proceso de “reformación” el gas es mezclado con vapor bajo calor para producir un “gas de síntesis” que consiste en hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). En una segunda etapa de “compresión” ese gas de síntesis es presurizado (comprimido) y sometido a reacción (convertido) para formar “metanol crudo” compuesto aproximadamente por 75% metanol y 25% agua, y es almacenado temporalmente para

verificar posteriormente trazas e impurezas que se remueven en el proceso de destilación. En la planta y como último proceso ocurre la refinación donde el metanol es extraído en forma de vapor, posteriormente almacenado en tanques hasta el momento de ser distribuido.

Las tecnologías de producción de gas de síntesis y metanol están logrando grandes economías de escala. Las facilidades de producción de metanol se deben a los bajos precios del gas natural, por lo cual antes era muy difícil desarrollar esta tecnología debido a los elevados precios del gas natural.

El metanol es usado en el Perú como materia prima en la producción de químicos como ácido acético y formaldehído, adhesivos, goma y espumas, como también en aditivo MTBE (éter metil ter-butílico) componente de gasolina. En la industria emergente de biodiesel en el Perú se requiere alcohol como materia prima para su proceso, siendo los más comunes el metanol y etanol, sin embargo; este último aunque es menos tóxico, estimula la formación de jabones (reacción no deseada) por su relación estrecha con el agua, reduciendo los índices de conversión de aceites o grasas en biocombustibles. Asimismo, se puede abrir un mercado para la exportación del metanol, por la ubicación estratégica que tiene el Perú (en la costa del Pacífico).

Con el desarrollo del presente trabajo se puede visualizar la importancia de producir metanol en el país a fin de abastecer el mercado nacional e internacional y la tecnología posible a usar en la producción de metanol en Perú. Asimismo, se pretende simular el proceso de obtención de Metanol bajo la tecnología Lurgi Combinado y realizar una evaluación económica de la inversión en una planta de metanol.

II. OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Aplicación de una herramienta de simulación para determinar la capacidad de producción de una planta de metanol utilizando como materia prima el gas natural disponible en el país, contribuyendo con ello al desarrollo económico y ambientalmente sustentable del país.

2.2 Objetivos Específicos

- ❖ Evaluar la disponibilidad de gas natural para la producción de metanol en el país.
- ❖ Analizar el mercado internacional y demanda nacional de metanol, a fin de evaluar la posibilidad de construir una planta de metanol usando como materia prima el gas natural.
- ❖ Analizar el entorno legal para la industrialización del Gas Natural y Metanol.
- ❖ Seleccionar una tecnología existente para la producción de metanol que cumpla con los requisitos legales, ambientales y de disponibilidad de materia prima.
- ❖ Simular el proceso de obtención de metanol usando la tecnología seleccionada, a fin de determinar la capacidad de la planta.
- ❖ Evaluación económica de una planta de metanol en base a la capacidad determinada por el simulador.

III. ANTECEDENTES

3.1 Situación del Gas Natural en el Perú

La disponibilidad del gas de Camisea abre múltiples oportunidades de inversión en el Perú. Entre todas ellas, la más relevante es su aprovechamiento para el desarrollo de una industria petroquímica, en especial en la costa del Pacífico Sudamericano. Nuestro país tiene el grado de avance y excelentes condiciones para desarrollar tal proyecto.

El hecho que en el Perú se tenga reservas de gas natural y se continúen las exploraciones, que se encuentre disponible en la zona costera al sur de Lima, que económica y logísticamente sea conveniente instalar cerca del recurso las plantas que van a realizar su transformación, y que ya se hayan anunciado las inversiones para la petroquímica básica, son suficientes alicientes para que numerosos productores de plásticos, resinas, fibras sintéticas y fertilizantes, entre otros, evalúen su localización en territorio peruano.

3.1.1 Proyección de la Demanda y Reservas de Gas Natural

En el Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016 elaborado por el Ministerio de Energía y Minas se ha identificado los siguientes mercados para el gas natural: sector eléctrico, industrial y el residencial-comercial (Noroeste, Lima-Callao, Sur Medio, Selva Central, Sierra Central y Sur Oriental), exportación de gas natural liquefactado (LNG) y la industria petroquímica.

Asimismo, según dicho Plan Referencial en la zona de influencia de Camisea (Sur Medio) se ha destinado 120MMPCD (millones de pies cúbicos diarios) de gas natural designado a futuros proyectos, dentro de ellos la petroquímica, micro LNG y gas natural comprimido (GNC) con lo cual el consumo en el año 2016 se estima que será de 180.8 MMPCD.

Por otro lado, la empresa Pluspetrol S.A, mencionó que se ha destinando para la Industria Petroquímica 150MMPCD, de los cuales 100MMPCD han sido atribuidos a la empresa CF Industrias a fin de producir fertilizantes¹.

CUADRO III.1. Mercado del Gas Natural en la Zona Sur Medio

MMPCD	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Uso Industrial	21,8	26,1	33,4	160,8	170,1	171,6	174,1	175,5	177,01	178,42
Pisco	11,1	15,1	22,2	29,3	38,4	39,6	41,7	42,9	44,1	45,2
Ica	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4
Marcona	10,7	10,9	11,1	11,4	11,6	11,8	12,0	12,3	12,5	12,8
Futuros Proyectos ^(*)				120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Uso Residencial-Comercial			0,11	0,22	0,32	0,42	0,72	1,02	1,29	1,54
Pisco			0,02	0,05	0,08	0,10	0,18	0,25	0,33	0,38
Ica			0,08	0,16	0,23	0,31	0,52	0,73	0,92	1,10
Marcona			0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06
Uso Vehicular			0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,4	0,8	0,8
Ica + Pisco			0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,4	0,8	0,8
Total Demanda	21,8	26,1	33,8	161,3	170,9	172,6	175,4	176,9	179,1	180,8

Fuente: Estudio de Mercado para Ductos Regionales

(*) Reserva para futuros proyectos (Petroquímica y otros)

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016.

Evolución de las Reservas de Gas Natural

Según el Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016, la evolución de las reservas probadas de gas natural de los Yacimientos de Camisea² (Lote 88 (Camisea) y el Lote 56 (Pagoreni)) para el período 2007-2016 son: a diciembre del 2005 11,20 TCF, se estimó que para el año 2007 sean de 11,07 TCF, y se espera que disminuyan hasta 7,46 TCF en el año 2016. Cabe resaltar que el Ministerio de Energía y Minas ha publicado las reservas al año 2007 del gas natural de Camisea siendo este valor 11.821 TCF.

¹ Fuente: Diario Expreso – 11 de Noviembre 2008.

² En este análisis no se considera las reservas del Noroeste y Selva Central, debido a que el Plan Referencial de Energía 2007-2016 no incluye proyectos para petroquímica.

CUADRO III.2. Reservas Probadas de Gas Natural y LGN

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gas Natural (TCF)										
Noroeste	0,49	0,48	0,47	0,47	0,46	0,45	0,45	0,44	0,43	0,42
Selva Central	0,21	0,20	0,19	0,18	0,17	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13
Selva Sur ⁽²⁾	11,07	10,99	10,88	10,48	10,02	9,55	9,05	8,54	8,01	7,46
Total	11,77	11,67	11,54	11,13	10,66	10,17	9,66	9,14	8,59	8,01
LGN (MMBIs)										
Selva Central	5,2	4,1	3,0	2,0	1,1	0,2				
Selva Sur ⁽²⁾	663,0	641,4	617,6	592,2	565,4	538,5	504,7	471,5	439,1	407,6
Total	668,3	645,5	620,6	594,2	566,5	538,7	504,7	471,5	439,1	407,6

⁽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: Ministerio de Energía y Minas. Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016.

3.1.2 Precios de Gas Natural para Petroquímica en el Perú

En el caso del precio referencial Henry Hub³, en el periodo enero/marzo 2010 fue de 5.28US\$/MMBTU. El desarrollo de plantas petroquímicas en zonas con precios competitivos de gas natural (en el Medio Oriente se sitúa entre US\$0,7 - 1,2 por MMBTU) está desplazando del mercado a aquellas plantas que utilizan petróleo, sobre todo en aquellos países importadores netos de este recurso. Por lo tanto, el éxito de un proyecto petroquímico radica en crear y mantener claras ventajas competitivas en costos⁴.

En el caso peruano, el precio de gas natural en boca de pozo del Gas de Camisea del Lote 88 en el mes de junio 2010 fue de 1.79 US\$/MMBTU para la generación eléctrica y de 3.21US\$/MMBTU para el uso industrial-petroquímico. Asimismo, el precio de gas natural considerado para CF Industries varía entre 3.0 y 6.5 US\$/MMBTU⁵. Cabe indicar, que el precio promedio en la zona norte del país fue de 5.72 US\$/MMBTU (Empresas: Savia Perú, Petrobras, Olympic Perú), y para el lote X (Empresa Aguaytia Energy) fue de 4.29US\$/MMBTU⁶.

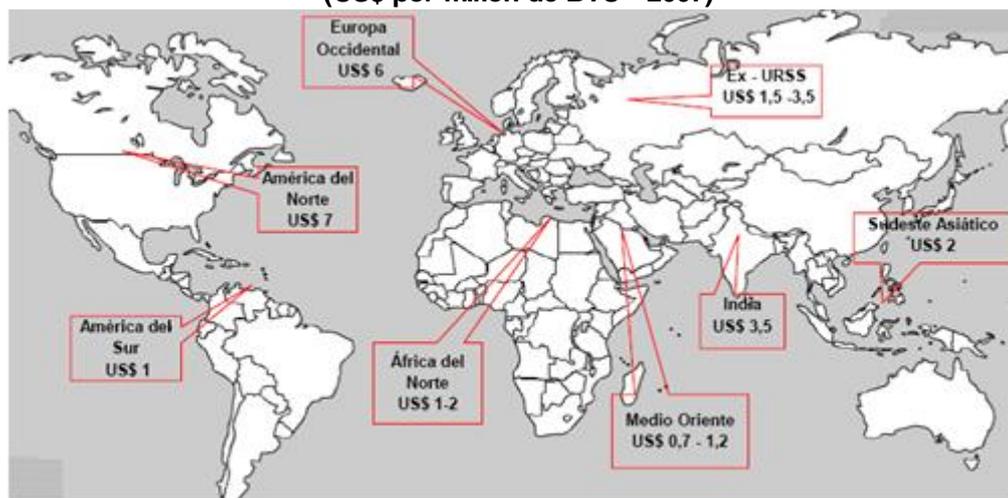
³ PERÚ LNG: Dolosa exportación de gas natural (<http://www.deperu.com/repositorio/articulo.php?idb=1487>)

⁴ Fuente: Primeras Definiciones para el desarrollo de la Industria Petroquímica en el país. Apoyo Consultoría – Informe s@e. Año 2007

⁵ <http://www.larepublica.pe/25-02-2011/se-cayo-la-petroquimica-de-marcona>

⁶ Ídem 3.

GRAFICO III-1. Costo promedio del Gas Natural para desarrollo Petroquímico a nivel mundial (US\$ por millón de BTU - 2007)



3.2 Industria Petroquímica en el Perú

A nivel mundial, las principales características que presenta una industria petroquímica, es altamente competitiva, se requiere de: una gran disponibilidad de tecnología y capital intensivo, las economías de escala son críticas, por lo tanto las plantas son cada vez más grandes⁷.

En Europa y Estados Unidos el alto costo del gas natural están haciendo migrar la producción de petroquímicos a países en vías de desarrollo y los nuevos proyectos petroquímicos a zonas como el Golfo Árabe – Egipto – Trinidad Tobago – Venezuela.⁸ A nivel de Sudamérica, la mayor parte de las industrias petroquímicas están ubicadas en el Atlántico, lo que coloca al Perú en una posición privilegiada. En ese sentido, en nuestro país se ha presentado el interés de diferentes empresas para instalar una industria petroquímica.

Según lo dispuesto en la R.M. N°042-2009-MEM/DM, se declaró a San Juan de Marcona en el distrito de Marcona - Nazca – Ica como zona geográfica determinada para la instalación de un Complejo Petroquímico de desarrollo descentralizado.

⁷ Fuente: 1^{er} Foro de Petroquímica. Exposición de la compañía Pluspetrol. Abril 25, 2007.

⁸ Ídem 7.

3.2.1 Razones de Oportunidad para Petroquímica en el Perú⁹

Cuando el gas de Camisea se empezó a extraer en el Cusco se abrieron una serie de posibilidades de aprovechar este combustible abundante y limpio (año 2004). El primer paso fue traer el gas al centro de la costa peruana donde se preveía la mayor demanda doméstica y se abría la posibilidad de su exportación por mar. Desde entonces, el Perú cuenta con tres centrales térmicas que funcionan con gas natural y otras dos están en construcción, decenas de industrias lo utilizan en sus procesos productivos con el consiguiente ahorro de costos y varios miles de vehículos funcionan actualmente con gas natural. Asimismo, se exportan los líquidos que acompañan al gas y desde el mes de junio que inicio sus operaciones la planta Melchorita se espera cargar gigantescos buques «metaneros» que lleven el LNG (gas natural licuefactado) desde la planta hacia América del Norte por un periodo de 15 años¹⁰. Lo mencionado anteriormente, implica que el Perú es un exportador neto de hidrocarburos, considerando la segunda fase del proyecto o Camisea II. Usar el gas no sólo como combustible sino pasar a su industrialización; es decir, iniciar el desarrollo petroquímico del Perú, es Camisea III, siendo la etapa que generaría aún más inversiones, articulaciones productivas y una gran cantidad de empleos locales.

Ello se sustenta en que:

- ❖ El alto costo del transporte del gas natural y de su transformación local en países desarrollados, está haciendo migrar la producción de petroquímicos a países que cuentan con fuentes propias de gas natural.
- ❖ Los elevados precios del petróleo durante los últimos años están acelerando la migración en la industria petroquímica mundial de la utilización de petróleo hacia el gas natural (más económico) como materia prima. Aún más, los criterios de evaluación de los nuevos proyectos petroquímicos están tomando en cuenta que se garantice un precio competitivo del gas natural.

⁹ Fuente: Razones para el desarrollo de una sólida industria petroquímica peruana. Reporte ProInversión / Marzo - Abril 2007.

¹⁰ <http://gestion.pe/noticia/492765/ejecutivo-inauguro-planta-melchorita>

- ❖ El Perú cuenta actualmente con la única fuente de etano disponible en la costa del Pacífico Sudamericano para una planta petroquímica de escala competitiva internacionalmente.
- ❖ Su posición geográfica lo sitúa con ventajas para abastecer los mercados de la costa del Pacífico de Estados Unidos, México, y Centroamérica.
- ❖ Estados Unidos, principal abastecedor petroquímico de nuestra región, pasará a ser importador neto en los próximos años.
- ❖ Nuestro país cuenta con una demanda interna de productos petroquímicos (fertilizantes y plásticos) la cual es abastecida por el momento con productos importados.

IV. PETROQUIMICA A PARTIR DEL GAS NATURAL

4.1 Composición del Gas Natural

El gas natural se puede encontrar en forma "asociado", cuando en el yacimiento aparece acompañado de petróleo, o gas natural "no asociado" cuando está acompañado únicamente por pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases.

La composición del gas natural de Camisea (CUADRO IV.1) incluye variedad de hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, por sobre el 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno¹¹. La composición del gas varía según el yacimiento. También se encuentran impurezas como son el helio, oxígeno, vapor de agua.

CUADRO IV.1. Composición del Gas Natural en el Perú

Componente	Nomenclatura	Composición (%)	Estado Natural
Metano	CH ₄	95,08	Gas
Etano	C ₂ H ₄	2,14	Gas
Propano	C ₃ H ₈	0,29	Gas licuable (GLP)
Butano	C ₄ H ₁₀	0,11	Gas licuable (GLP)
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,04	Líquido
Hexano	C ₆ H ₁₄	0,01	Líquido
Nitrógeno	N ₂	1,94	Gas
Gas Carbónico	CO ₂	0,39	Gas

Fuente: Osinergmin

Las propiedades del gas natural según la composición del cuadro anterior son:

- ❖ Densidad Relativa : 0.65
- ❖ Poder Calorífico : 9,032 kcal/m³
- ❖ Cp (presión Cte) : 8.57 cal/mol.°C
- ❖ Cv (volumen Cte) : 6.56 cal/mol.°C

Dentro de la reglamentación vigente D.S. N°042-99-EM "Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos", las condiciones a las cuales el gas natural deberán ser entregadas son las siguientes:

- ❖ Libre de arena, polvo, gomas; aceites, glicoles y otras impurezas indeseables.

¹¹ Composición del Gas Natural de Camisea.

http://www.osinerg.gob.pe:8888/SPH/html/gas_natural/cultura_gas_natural/prevencion_datos_utiles/prevencion_composicion_gas.htm

- ❖ No contendrá más de 3mg/m³ de sulfuro de hidrógeno (H₂S), ni más de 15mg/m³ de azufre total.
- ❖ No contendrá dióxido de carbono (CO₂) en más de 2% de su volumen y una cantidad de inertes totales no mayor del 4%.
- ❖ Estará libre de agua en estado líquido y contendrá como máximo 65mg/m³ de vapor de agua.
- ❖ No superará una temperatura de 50° C.
- ❖ Con un contenido calorífico bruto comprendido entre 8,800 y 10,300 kcal/ m³

4.2 Petroquímica a partir del metano

El metano es un hidrocarburo parafínico de un solo carbono que no es reactivo bajo condiciones normales. Muy pocos productos químicos pueden producirse directamente a partir del metano bajo condiciones muy severas.

- ❖ Clorinación del metano: a partir de iniciación térmica o fotoquímica.
- ❖ Oxidación: con una limitada cantidad de oxígeno o vapor para formar una mezcla conocida como “gas de síntesis”.
 - El gas de síntesis es un precursor de dos productos químicos muy importantes: metanol y amoniaco. Ambos productos son los precursores de una variedad de productos petroquímicos.

4.2.1 Productos Químicos a partir del metano

- ❖ Metano
 - Gas de Síntesis (CO/H₂)
 - Ácido cianhídrico
 - Disulfuro de carbono
 - Clorometanos
- ❖ Gas de síntesis
 - H₂ → Amoniaco

- $\text{CO}/\text{H}_2 \rightarrow \text{Metanol}$
- Destilados medios (GTL)
- Glicoles de etileno
- Aldehídos / Alcoholes Oxo

4.3 Características del Metanol

El Metanol es un líquido incoloro, volátil e inflamable con un ligero olor alcohólico en estado puro. Es un líquido altamente venenoso y nocivo para la salud. Es miscible en agua, alcoholes, esterres, cetonas y muchos otros solventes; además, forma muchas mezclas azeotrópicas binarias. Es poco soluble en grasas y aceites.

El Metanol está disponible comercialmente en varios grados de pureza:

- ❖ Grado C es el alcohol de madera usado.
- ❖ Grado A es el metanol usado como solvente.
- ❖ Grado AA es el más puro usado en aplicaciones químicas.

Las principales impurezas que se pueden encontrar en el Metanol corresponden a sustancias como acetona, acetaldehído, ácido acético y agua.

CUADRO IV.2. Propiedades físicas del Metanol

Propiedad	Valor
Peso Molecular (g/mol)	32.04
Punto de ebullición (°C)	67.4; 760mmHg
Punto de fusión (°C)	-97.8
Presión de Vapor (mmHg)	92; 20°C 126; 25°C 160; 30°C
Gravedad específica (Agua=1)	0.7915; 20/4°C 0.7866; 25°C 160; 30°C
Densidad del vapor (aire=1)	1.11
pH	No reportado
Solubilidad en agua	Miscible
Límites de Inflamabilidad (%vol)	5.5-44
Temperatura de auto Ignición (°C)	470
Punto de Inflamación (°C)	15.6; copa abierta 12.2; copa cerrada

Fuente: Guías para Manejo Seguro y Gestión Ambiental
Departamento Administrativo Distrital del Medio Ambiente

En la CUADRO IV.3 siguiente se muestra la Especificación Federal OM-232, desarrollado por la Administración de Servicios Generales para la compra gubernamental de metanol. Esta especificación establece los requisitos para el grado A metanol, uso o solvente, y AA grado, destinados a la generación de dióxido de hidrógeno o carbono. Grado AA diferencia de grado A, principalmente en etanol permisible, el agua y el contenido de acetona. ASTM D1152 también proporciona un estándar de metanol.

CUADRO IV.3. Especificaciones del Metanol

Parameter	Grade A	Grade AA	ASTM D1152
purity, wt %	99.85	99.85	99.85
specific gravity ^a	0.7928	0.7928	0.7920–0.7930 0.7883–0.7893 ^b
distillation range, °C	1.0 (incl. 64.6 ± 0.1)	1.0 (incl. 64.6 ± 0.1)	1.0 (incl. 64.6 ± 0.1)
color (Pt–Co, max)	5	5	5
odor	characteristic, nonresidual	characteristic, nonresidual	characteristic, nonresidual
carbonizable impurities (color, Pt–Co, max)	30	30	50
appearance	clear, no sediment	clear, no sediment	
nonvolatile content, mg/100 mL, max	1	1	5
permanganate time, min	30	30	50
acetone + aldehydes, wt %, max	0.003	0.003	
acetone, wt %, max		0.002	0.003
ethanol, wt %, max		0.001	
acidity, wt %, max	0.003	0.003	0.003
water, wt %, max	0.15	0.10	0.10
water miscibility	no turbidity	no turbidity	no turbidity

^a At 20°C, unless otherwise indicated.

^b At 25°C.

4.4 Aplicaciones y Usos del Metanol

El Metanol tiene una gran variedad de aplicaciones industriales. Su uso más frecuente es como materia prima para la producción de metil t-butil éter (MTBE), que es un aditivo para gasolina. También se usa en la producción de formaldehído, ácido acético, cloro metanos, metacrilato de metilo, metilaminas, dimetil tereftalato y como solvente o anticongelante en pinturas en aerosol, pinturas de pared, limpiadores para carburadores, y compuestos para limpiar parabrisas de automóviles.

El Metanol es un sustituto potencial del petróleo. Se puede usar directamente como combustible reemplazando la gasolina en las mezclas gasolina-diesel. El Metanol tiene mayor potencial de uso respecto a otros combustibles convencionales debido a que con esta sustancia se forma menor cantidad de ozono, menores emisiones de contaminantes, particularmente benceno e hidrocarburos aromáticos policíclicos y compuestos sulfurados; además presenta bajas emisiones de vapor. Asimismo, se puede utilizar en la producción de biodiesel.

El Metanol se usa en sistemas de refrigeración, por ejemplo en plantas de etileno, y como anticongelante en circuitos de calentamiento y enfriamiento. Sin embargo, su uso como anticongelante en motores ha disminuido drásticamente gracias al uso de productos derivados del glicol. El Metanol se adiciona al gas natural en las estaciones de bombeo de las tuberías para prevenir la formación de hidratos de gas a bajas temperaturas y se puede reciclar después de que se remueve del agua. El Metanol también se usa como un agente de absorción en depuradores de gas para remover, por ejemplo, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno. Una gran cantidad de Metanol se usa como solvente. El Metanol puro no se usa comúnmente como solvente, pero se incluye en mezclas solventes.

El Metanol también se usa en la denitrificación de aguas de desecho, en la aplicación de tratamientos para aguas residuales, como sustrato en la producción de fermentación de proteína animal, como hidrato inhibidor en el gas natural, y en la Metanólisis de tereftalato de polietileno de desechos plásticos reciclados.

A continuación se detallan algunos usos como químico intermedio, en orden de importancia:

❖ **Formaldehído**

Es el producto de mayor consumo de Metanol del mundo, el 33% de la producción mundial se destina a la producción de formaldehído. En este campo, las aplicaciones

principales son las resinas de urea-formaldehído y fenol-formaldehído que se utilizan especialmente en la industria maderera.

❖ **Combustibles**

Es el segundo uso en importancia detrás del formaldehído. El 26% del consumo mundial de Metanol se destina a éter metil tert-butílico (MTBE). Las principales aplicaciones en este campo son la síntesis de MTBE, mejoradores octánicos para naftas y combustibles ecológicos a base de metanol (DM85).

Existe un potencial utilización en fuel *cells* como fuente de hidrógeno (en desarrollo).

❖ **Ácido acético**

Representa el 7% del consumo mundial de Metanol. Se utiliza principalmente para la producción de vinilacetato, materia prima para resinas, anhídrido acético y ésteres acéticos que se usan para la fabricación de celulosa acética y pinturas. Es producido a partir del Metanol y monóxido de carbono.

❖ **Metil Metacrilato**

Representa el 3% del consumo mundial de Metanol. Se utiliza principalmente para la producción de resinas acrílicas y latex acrílicos para la industria automotriz y de la construcción.

Es producido a partir de Metanol, metacrilamida sulfónica y bisulfato de amonio.

Adicionalmente en los últimos años se ha utilizado el metanol para la producción de Olefinas y propileno.

❖ **MTO – Methanol to Olefines**

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

❖ ***MTP – Methanol to Propylene***

Hasta la fecha Lurgi es la única empresa que ha desarrollado la producción de propileno a partir de metanol. Hasta un 60% del consumo de propileno en todo el mundo es necesario para producir polipropileno, el cual tiene una tasa de crecimiento anual de 5 a 6 %. Los principales derivados del propileno son: polipropileno, acrilonitrilo, oxa-alcoholes, oxido de propileno, cumeno y acido acrílico.

V. LEGISLACIÓN RELACIONADA AL GAS NATURAL Y PRODUCCIÓN DE METANOL

5.1 Industria del Gas Natural y Petroquímica

a. Ley N° 27133: Ley de promoción del desarrollo de la Industria del Gas Natural

- ❖ *Artículo 4. – Procedimientos adicionales para la explotación de reservas probadas de gas natural*

Garantiza el abastecimiento al mercado interno de Gas Natural, por el período mínimo definido en el contrato, esto incluye la demanda generada por la Industria Petroquímica.

b. Ley N° 29163: Ley de Promoción para el desarrollo de la Industria Petroquímica

La presente ley contiene las normas para el desarrollo de las actividades de la Industria Petroquímica, a partir de los componentes del Gas Natural y otros, proporcionando un desarrollo descentralizado.

- ❖ *Artículo 3.- Prioridad de uso del Gas Natural*

El abastecimiento al mercado interno del Gas Natural, incluida la demanda que genere la Industria Petroquímica Básica e Intermedia, tiene prioridad, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la Ley N° 27133 “Ley de promoción del desarrollo de la Industria del Gas Natural” y lo dispuesto en los contratos de licencia respectivos.

- ❖ *Artículo 4.- De las relaciones comerciales referentes a la utilización del Gas Natural y Condensados para generar valor agregado*

En las relaciones comerciales por la compraventa o suministro de Gas Natural para la Industria Petroquímica, los precios o tarifas no serán considerados como prácticas restrictivas de libre competencia, abuso de posición de dominio o barreras y medidas burocráticas que limitan el acceso o permanencia en el mercado, siempre que dichas prácticas no coloquen en desventaja a ciertos competidores respecto de otros, no

contravengan lo indicado en el Decreto Legislativo N° 701, ni excedan las tarifas máximas establecidas en los contratos de licencia respectivos.

❖ *Artículo 7.- Funciones del Ministerio de Energía y Minas y del Ministerio de la Producción*

Son funciones del Ministerio de Energía y Minas y del Ministerio de la Producción:

- Promover la creación de Complejos Petroquímicos de desarrollo descentralizado que permitan el adecuado desenvolvimiento y desarrollo de proyectos para la Industria Petroquímica, propiciando, a tal efecto, las inversiones en coordinación con las instituciones competentes.
 - Promover, con el Ministerio de Transportes y Comunicaciones y demás instituciones competentes, el desarrollo de facilidades portuarias y logísticas de capacidad internacional para la Industria Petroquímica.
- ❖ *Artículo 8.- Incentivos y beneficios básicos aplicables a la Industria Petroquímica Básica e Intermedia*

A la Industria Petroquímica Básica e Intermedia comprendida en la presente Ley con inversiones superiores a los cinco millones de dólares americanos, le son aplicables los beneficios a que se refiere la Ley N° 28176 “Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural”, y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2004-EM, y demás disposiciones ampliatorias, modificatorias, sustitutorias y conexas. Estas normas también se aplican en la negociación, aprobación y suscripción de convenios para la instalación y operación de plantas para el desarrollo de la Industria Petroquímica, en lo que resulte aplicable, de acuerdo a la competencia que le corresponde a cada entidad, según lo señalado en la presente Ley.

Los incentivos del presente artículo sólo son aplicables a la Petroquímica Básica e Intermedia que se establezca en el Complejo Petroquímico Descentralizado.

A la Industria Petroquímica Básica e Intermedia comprendida en la presente Ley, le es aplicable lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 037-2006-EM y sus normas

modificadorias, ampliatorias, sustitutorias o complementarias, referido a las actividades de cogeneración.

Asimismo, los beneficios antes mencionados son aplicables a los sistemas de transporte de Gas Natural y otros Hidrocarburos, desde el punto de entrega en la red principal hasta las Plantas de la Industria Petroquímica Básica y de la Industria Petroquímica Intermedia, siempre y cuando dichos sistemas sean parte constitutiva para la operación de dichas Plantas, tengan como único objeto el abastecimiento de Gas Natural y otros Hidrocarburos a las citadas Plantas, y estén a cargo del mismo titular productor industrial.

❖ *Artículo 9.- Maquinaria y otros para la Industria Petroquímica*

La Industria Petroquímica Básica e Intermedia deberá usar equipos y componentes nuevos, que cumplan con estándares internacionales en materia ambiental, de seguridad y de eficiencia en el uso de recursos.

c. D.S. Nº 054-2007-EM: Dictan disposiciones para autorizar funcionamiento de plantas petroquímicas (24 Octubre)

❖ *Artículo 1.- De la autorización de Plantas Petroquímicas*

Para la autorización de instalación y operación de una Planta Petroquímica, el interesado deberá adjuntar en su solicitud la descripción detallada de las instalaciones y equipos con al que dispondrá dicha Planta, los mismos que deberán ser nuevos y de tecnología de punta.

Asimismo, deberá incluir el programa de inversiones y el cronograma para su ejecución, los cuales especificarán los plazos para la instalación y puesta en operación de la Planta Petroquímica.

❖ *Artículo 3.- Precios del Gas Natural para la Petroquímica*

Los precios del Gas Natural y Condensados en el Punto de Fiscalización de la producción que se destine como insumo para la petroquímica, serán el resultado de las negociaciones entre el productor industrial y el contratista. Como resultado de dichas

negociaciones, los precios pactados podrán ser menores a los que rigen para otros usuarios.

En caso las partes no lleguen a un acuerdo en el precio, el Ministerio de Energía y Minas actuará como facilitador, en aras a coadyuvar el mejor entendimiento en beneficio del desarrollo del país.

d. D.S. N° 042-2009-EM: Declaran a San Juan de Marcona en el distrito de Marcona, provincia de Nazca y departamento de Ica como zona geográfica determinada para la instalación del Complejo Petroquímico de desarrollo descentralizado (22 Enero)

- ❖ *Artículo 1°.-* Declarar San Juan de Marcona en el distrito de Marcona, provincia de Nazca y departamento de Ica como zona geográfica determinada para la instalación del Complejo Petroquímico de desarrollo descentralizado, según se refiere en la Ley N° 29163, Ley de promoción para el desarrollo de la Industria Petroquímica y su Reglamento.
- ❖ *Artículo 2°.-* Declarar de interés sectorial los proyectos petroquímicos que se instalen en la zona geográfica determinada a que se refiere el Artículo 1 de la presente Resolución, para efectos de la adquisición de terrenos del Estado para la instalación de dichos proyectos.

5.2 Metanol y Planta de Metanol

a. D.S. N° 0105-2006-EM: Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos – Presentación de Estudio de Impacto Ambiental.

A fin de iniciar las actividades en una Planta Metanol y pueda construirse, se debe presentar el Estudio de Impacto Ambiental a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del Ministerio de Energía y Minas, con la finalidad de identificar y evaluar los efectos relevantes del proyecto sobre los componentes del

ambiente físico natural y socioeconómico donde éste se instalará, y proponer las correspondientes medidas preventivas, mitigantes y correctivas.

b. Ley N° 27645: Ley que regula la comercialización del Alcohol Metílico

❖ *Artículo 1.- Obligatoriedad del envase y rotulación del alcohol metílico*

El alcohol solo podrá ser comercializado con fines industriales o científicos en envases cerrados. La etiqueta además de la marca y especificaciones correspondientes llevará obligatoriamente un rótulo muy destacado que diga: “VENENO. SU COMERCIALIZACIÓN PARA CONSUMO HUMANO ES DELITO”.

❖ *Artículo 2.- Incorpora el Artículo 288-A al Código Penal*

Incorporase el artículo 288-A al Código Penal, en los términos siguientes: Artículo 288-A.- El que comercializa alcohol metílico, conociendo o presumiendo su uso para fines de consumo humano, será reprimido con pena privativa de libertad no menor de cuatro ni mayor de ocho años. No es punible la comercialización de alcohol metílico para fines comprobadamente industriales o científicos”.

c. Ley N° 28317: Ley de control y fiscalización de la comercialización del alcohol metílico

❖ *Artículo 1.- Objeto de la Ley*

La presente ley tiene por objeto establecer medidas de control y fiscalización de la comercialización de alcohol metílico, desde su fabricación o ingreso al país hasta su destino final; comprendiendo las actividades de depósito, transporte, comercialización y uso de alcohol metílico; sin perjuicio de lo dispuesto en las demás normas sobre la materia.

❖ *Artículo 3.- Registro Especial del alcohol metílico*

Los fabricantes, importadores, transportistas y comerciantes de alcohol metílico, deben llevar obligatoriamente un Registro Especial consignando información relacionada con los niveles de producción, importación y/o ventas, y una descripción de las cantidades de uso, depósito y/o transporte.

Asimismo se debe consignar en el Registro Especial, la persona natural o jurídica que adquiere y el lugar donde ha sido entregado el alcohol metílico.

El reglamento de la presente Ley, establece las características del Registro Especial, así como los niveles de venta minorista que estarán excluidos del Registro Especial.

❖ *Artículo 4.- Deber de información*

Las personas naturales o jurídicas fabricantes, importadores, transportistas y comerciantes del alcohol metílico deben presentar al Ministerio de la Producción, con carácter de declaración jurada, la información contenida en el Registro Especial establecido en el artículo 3 de la presente ley. Dicha declaración debe ser presentada cuando sea requerida, inclusive en los casos en los que no se haya producido movimiento del producto.

d. Proyecto de Reglamento de las leyes N° 27645 “Ley que regula la comercialización de Alcohol Metílico” y N° 29317 “Ley de control y fiscalización de la comercialización del alcohol metílico”

Mediante Resolución Ministerial R.M. N° 508-2008-PRODUCE, se dispuso la publicación en el portal del Ministerio de Producción los proyectos de reglamentos. Dicho reglamento tuvo como fecha límite de presentación de observaciones hasta el 9 de septiembre de 2008. A la fecha, no se han publicado los reglamentos.

❖ *Capítulo VI, Transporte del alcohol metílico*

• *Artículo 33º.- Requisitos para el transporte del alcohol metílico*

El transporte de alcohol metílico a nivel nacional se efectuará con la documentación que sustente la procedencia del producto: Factura o Boleta de Venta o Comprobante de Pago o Guía de Remisión del Vendedor, donde figure el nombre y cantidad de alcohol metílico, precintos de seguridad con la respectiva numeración y Guía de Remisión del transportista, además de los documentos exigidos en relación al transporte de materiales peligrosos.

❖ *Capítulo VII, Rotulado del alcohol metílico*

• *Artículo 47º.- Rotulado del alcohol metílico*

Los usuarios que realizan las actividades de fabricación, elaboración, envasado, reenvasado, comercialización, exportación o importación con alcohol metílico, deberán obligatoriamente colocar un rótulo sobre el envase que lo contiene, que además de la información general deberá indicarse la siguiente información:

- La condición de sustancia controlada.
- Nombre (Alcohol Metílico) y denominación comercial de ser el caso, cantidad en peso o volumen, concentración porcentual y densidad.
- País de origen y país de destino, en los casos de importación o exportación, para productos envasados.
- La advertencia: “VENENO, SU COMERCIALIZACIÓN PARA CONSUMO HUMANO ES DELITO”.
- País de fabricación.
- En caso de que el producto contenga algún insumo o materia prima que represente algún riesgo para el consumidor o usuario, debe ser declarado.
- Nombre y domicilio legal en el Perú del fabricante o importador o envasador o distribuidor responsable, según corresponda, así como su número de Registro Único de Contribuyente (RUC).
- El tratamiento de urgencia en caso de daño a la salud del usuario, cuando sea aplicable.

5.3 Mezcla del Metanol con Biodiesel

a. D.S. Nº 021-2007-EM: Reglamento para la comercialización de Biocombustibles

❖ *Artículo 10.- Cronograma para la comercialización de Biodiesel B100 y del Diesel BX.*

- A partir del 1 de enero de 2009 la comercialización de Diesel B2 será obligatoria en todo el país, en reemplazo del Diesel Nº2. El porcentaje de mezcla de biodiesel es de 2%.

- A partir del 1 de enero de 2011 la comercialización de Diesel B5 será obligatoria en todo el país, en reemplazo del Diesel B2. El porcentaje de mezcla de biodiesel es de 5%.

5.4 Aspecto Ambiental

Actualmente no existe en el Perú normativa ambiental exclusivamente para la industria del metanol, se debería proponer límites máximos permisibles para las emisiones gaseosas y efluentes líquidos. A excepción de una normativa para controlar el nivel de ruido generado en instalaciones industriales.

a. D.S. Nº 085-2003-PCM: Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido

❖ *Título II, De los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido – Capítulo 1, Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido*

- *Artículo 4.- De los Estándares Primarios de Calidad Ambiental para Ruido*

Los Estándares Primarios de Calidad Ambiental (ECA) para Ruido establecen los niveles máximos de ruido en el ambiente que no deben excederse para proteger la salud humana.

CUADRO V.1. ANEXO Nº1

ZONAS DE APLICACION	VALORES EXPRESADOS EN L_{AeqT}	
	HORARIO DIURNO	HORARIO NOCTURNO
Zona de protección especial	50	40
Zona residencial	60	50
Zona comercial	70	60
Zona industrial	80	70

5.5 Resumen

Dentro de la Legislación Peruana para la Industria del Gas Natural se encuentra considerada como una demanda generada a la Industria Petroquímica, asimismo el estado estableció una ley y reglamento de promoción de la industria petroquímica, en el cual se establecen la prioridad del uso del gas natural, las funciones establecidas tanto para el Ministerio de Energía y Minas como el Ministerio de La Producción, los incentivos y beneficios, características que deben cumplir los equipos antes de ser instalados, etc.

Asimismo existe una Ley que regula la comercialización del alcohol metílico y una Ley de control y fiscalización para la comercialización, pero sus reglamentos están en evaluación desde el año 2008.

Respecto a la legislación ambiental una de las condiciones para iniciar la construcción de una planta de metanol, es que debe estar autorizada mediante la aprobación de un Estudio de Impacto Ambiental, lo cual debe ser presentado al Ministerio de La Producción por ser una Industria Petroquímica Básica. Respecto a los límites permisibles de emisiones atmosféricas (CO_2 , CO , NO_2 , SO_2 y partículas totales suspendidas) y efluentes industriales producto de la producción de metanol, aun no se encuentra establecidos en el país; a excepción que se tiene un Estándar Nacional de Calidad Ambiental para ruido en instalaciones industriales.

VI. ESTUDIO DE MERCADO

6.1 Plantas de Metanol en Sudamérica

Las Plantas petroquímicas existentes en Sudamérica se encuentran en Argentina, Colombia, Venezuela, Trinidad y Tobago, Brasil y Chile; la mayor parte de la industria petroquímica está ubicada en la Costa Atlántica. La Industria petroquímica en la Costa del Pacífico es casi no existente.

GRAFICO VI-1.Plantas Petroquímicas en Sudamérica



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Perú. Viceministro Cayo.
Gas Natural: Perspectivas para el Mercado Nacional y Exportación. Agosto 2005

6.2 Evolución de las importaciones y principales países de origen

De acuerdo a informaciones de Aduanet – SUNAT del Perú, en el año 2008 se encontró registro de importaciones de plantas de metanol (alcohol metílico) de los siguientes principales países: Chile, Venezuela y Estados Unidos.

En el CUADRO VI.1 se muestra la evolución de las importaciones de metanol en el Perú, las cuales han aumentando en los últimos dos años. Asimismo, existe una tendencia por

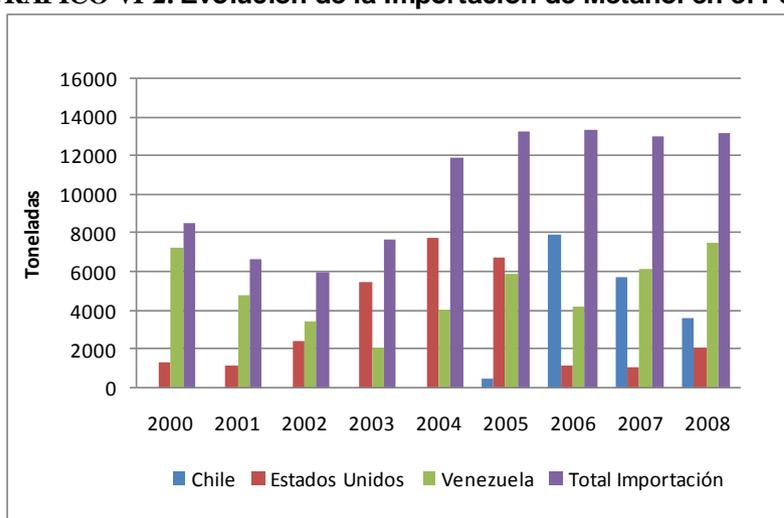
traer más metanol desde lugares más cercanos al país como Chile, reduciendo las importaciones desde Estados Unidos.

CUADRO VI.1. Evolución de la Importación de Metanol en el Perú (TM/año)

País	Año								
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Chile						536,747	7,921,206	5,750,638	3,598,103
Estados Unidos	1,313,688	1,186,530	2,488,728	5,542,328	7,828,570	6,780,078	1,202,032	1,130,421	2,089,378
Venezuela	7,265,348	4,810,804	3,501,853	2,111,564	4,097,533	5,930,048	4,204,931	6,143,135	7,494,305
Total Importación	8,581,453	6,726,287	5,999,081	7,665,603	11,938,668	13,261,464	13,349,962	13,055,426	13,236,943

Fuente: Aduanet – Elaboración Propia

GRAFICO VI-2. Evolución de la Importación de Metanol en el Perú

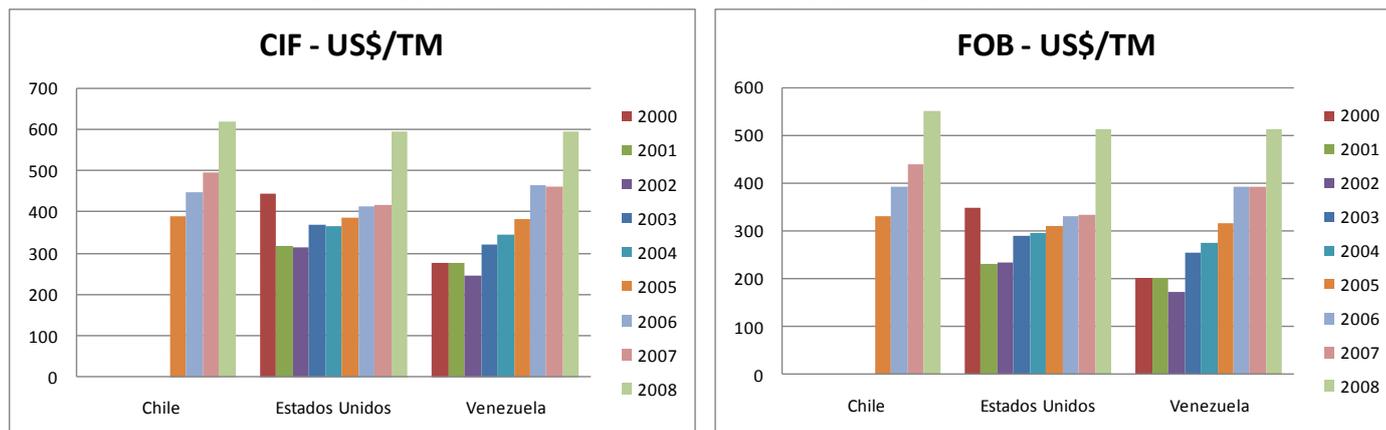


Fuente: Aduanet – Elaboración Propia

6.3 Precios de Metanol

Según el GRAFICO VI-3 la diferencia entre el costo FOB respecto al CIF disminuye si se trae el metanol desde Estados Unidos, Venezuela y Chile descendientemente, pero el costo neto final es mayor al traer los productos desde Chile que desde Estados Unidos por lo que se podría visualizar un requerimiento del producto en el menor tiempo de entrega, es decir se visualiza una mayor demanda de metanol en el País. Otro aspecto es el precio elevado de Chile contra el de Estados Unidos, por lo que en el 2007 las importaciones desde Chile se redujeron notoriamente y aumentaron las de Venezuela por el menor precio ofrecido.

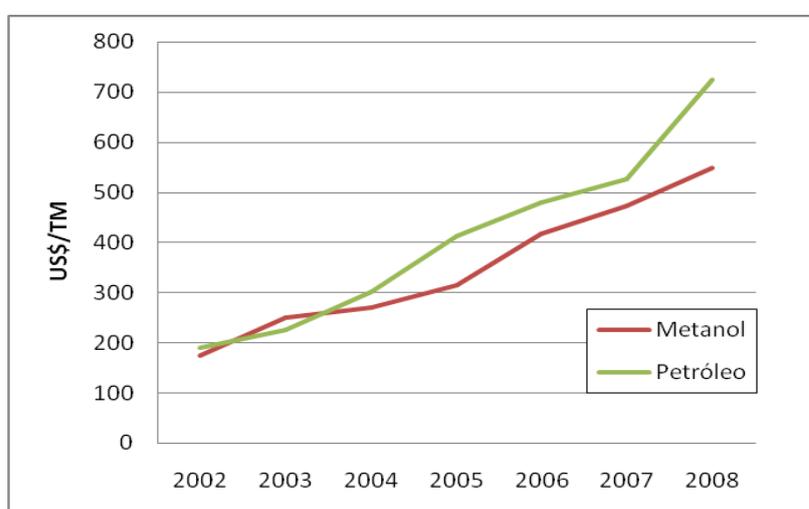
GRAFICO VI-3. Evolución de los Precios CIF - FOB de Metanol



Fuente: Aduanet – Elaboración Propia

A continuación se muestra en el GRAFICO VI-4, donde se puede apreciar la evolución de los precios de metanol según la empresa Methanex vs los precio del petróleo (WTI).

GRAFICO VI-4. Evolución de los Precios de Metanol vs Precio del Petróleo



Fuente: Aduanet – Elaboración Propia

6.4 Perspectivas de Comercialización de Metanol en el Perú

Producción del metanol a fin de abastecer el mercado nacional

En el mercado nacional en el año 2008 se importó 13,237 toneladas de metanol, según Aduanet, dichas importaciones fueron realizadas por las principales industrias Brenntag Perú S.A.C, Cresko S.A., Petroquímicos S.A.C. y Transmerquim del Perú S.A.

Producción de metanol para abastecer la demanda de Biodiesel

El biodiesel es un combustible renovable derivado de aceites vegetales o grasas animales que puede ser utilizado como sustituto o aditivo del diésel convencional. La Sociedad Americana de Ensayos y Materiales (American Society for Testing and Materials - ASTM) define al biodiesel como ésteres monoalquílicos de ácidos grasos de cadena larga derivados de insumos grasos renovables, como los aceites vegetales o grasas animales, para utilizarlos en motores diesel.

El proceso de elaboración del biodiesel se basa en la transesterificación de los aceites, utilizando catalizadores. Los aceites están compuestos principalmente por moléculas de triglicéridos formadas de tres cadenas de ácidos grasos unidas a una molécula de glicerol. La transesterificación consiste en reemplazar el glicerol por un alcohol simple, como el metanol o el etanol, de forma que se produzcan ésteres metílicos o etílicos de ácidos grasos. El glicerol desplazado se recupera como un subproducto de la reacción.

A partir del año 2009 el uso de biodiesel en el país es obligatorio como mezcla en un 2% con el diesel, manteniendo este porcentaje hasta el año 2010, posteriormente el porcentaje de mezcla subirá al 5%¹². Por tal motivo, se requerirá de metanol para la producción de biodiesel.

En el CUADRO VI.2 se muestra la demanda proyectada de diesel según el Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016¹³, en base al cual se ha estimado el requerimiento de biodiesel, considerando los porcentajes establecidos en el D.S N°021-2007-EM.

CUADRO VI.2. Demanda Proyectada de Diesel y Biodiesel (MBPD)

MBPD	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Diesel 2*	60.7	61.8	62.8	64.1	65.5	67.0	68.5	70.1	71.8	73.6
Biodiesel			1.3	1.3	3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7

Fuente: Ministerio de Energía y Minas - Elaboración Propia

¹² Decreto Supremo N° 021-2007- EM

¹³ Plan Referencial 2007-2016 (MINEM-DGH)

Para determinar la producción de metanol requerida, se está considerando una macroplanta productora de biodiesel, cuya materia prima sería el aceite de soya o el aceite de palma. Esta planta tendría una capacidad de producción de 140,000 TM/año. El rendimiento anual de aceite de soya es de 0.42 TM/ha, por lo que necesitarían cultivas 333,333 hectáreas de soya; en cambio, el rendimiento anual de aceite de palma es de 5TM/ha, por lo que se necesitarían cultivas 28,000 hectáreas de palma. Los principales insumos son el metanol (alcohol metílico) y el hidróxido de sodio. El requerimiento anual de metanol para dicha industria es de 13,000TM/año¹⁴. Por lo tanto, el porcentaje de metanol es de 9.3% del biodiesel. En el CUADRO VI.3 se muestra el requerimiento de metanol en base al diesel según el Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016.

CUADRO VI.3. Producción de Biodiesel y Metanol (TM/año)

TM/año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Biodiesel	63,258.3	64,567.8	164,944.9	168,722.3	172,499.7	176,528.8	180,809.9	185,342.7
Metanol	5,874.0	5,995.6	15,316.3	15,667.1	16,017.8	16,392.0	16,789.5	17,210.4

Fuente: Elaboración propia

En el CUADRO VI.4 se muestra las Plantas productoras de Biodiesel, la demanda de metanol que requerirían estas plantas sería de 36,416 TM/año.

CUADRO VI.4. Producción actual, plantas pilotos y proyecto de Biodiesel

Biodiesel				Metanol
Productores actuales y Plantas Pilotos	TM/año	gal/año	Ubicación	TM/año
Biodiesel Peru International SAC	12,000	3,637,368	Huarochiri-Lima	1,114
Interpacific Oil SAC	4,750	1,439,791	Chorrillos-Lima	441
Inter Latinoamericana	1,780	539,543	Villa Salvador-Lima	165
Univ. Nac. Agraria La Molina	360	109,121	La Molinal-Lima	33
Proyectos	TM/año	gal/año	Ubicación	
Industrias del Espino SA División Agroenergía Grupo Romero	50,000	3,637,368	Uchiza-San Martin	4,643
Heaven Petroleum Operator SAC	147,036	43,800,000	Lurin-Lima	13,653
Pure Biofuels Corp.	176,241	52,500,000	Callao-Lima Set2007	16,365

Fuente: II Seminario Latinoamericano y del Caribe – Año 2007

¹⁴ Fuente: Combustibles alternativos para el desarrollo de la Industria regional

Producción de metanol a fin de abastecer el mercado internacional

El principal mercado para la producción de metanol en el Perú sería los clientes de la empresa Methanex ubicada en Chile, puesto que actualmente han disminuido su producción debido a que utilizaban el gas natural proveniente de Argentina como materia prima.

El mercado de la producción de metanol de la empresa chilena Methanex es el siguiente¹⁵:
Asia 34 %, Europa 28%, EEUU 24% y Latinoamérica 14%.

Methanex en Chile

Methanex tiene más de 1,300 millones de dólares invertidos en sus instalaciones de producción de metanol en Chile convirtiéndose en uno de los inversionistas corporativos más grandes del país. Sus plantas están ubicadas en el Sur de Chile y sus oficinas de venta y marketing en Santiago.

Las instalaciones de producción de metanol de Methanex están ubicadas en Cabo Negro, cerca de la ciudad de Punta Arenas, en el corazón del sector productor de gas y petróleo de Chile. Las instalaciones le dan a Methanex su centro más grande de producción. Sus cuatro plantas de metanol tienen una capacidad anual combinada de 3.8 millones de toneladas. La estratégica de ubicación del complejo permite que Methanex embarque metanol en buques hacia todos sus mercados principales de Asia, América del Sur y del Norte, Europa y Sudáfrica.

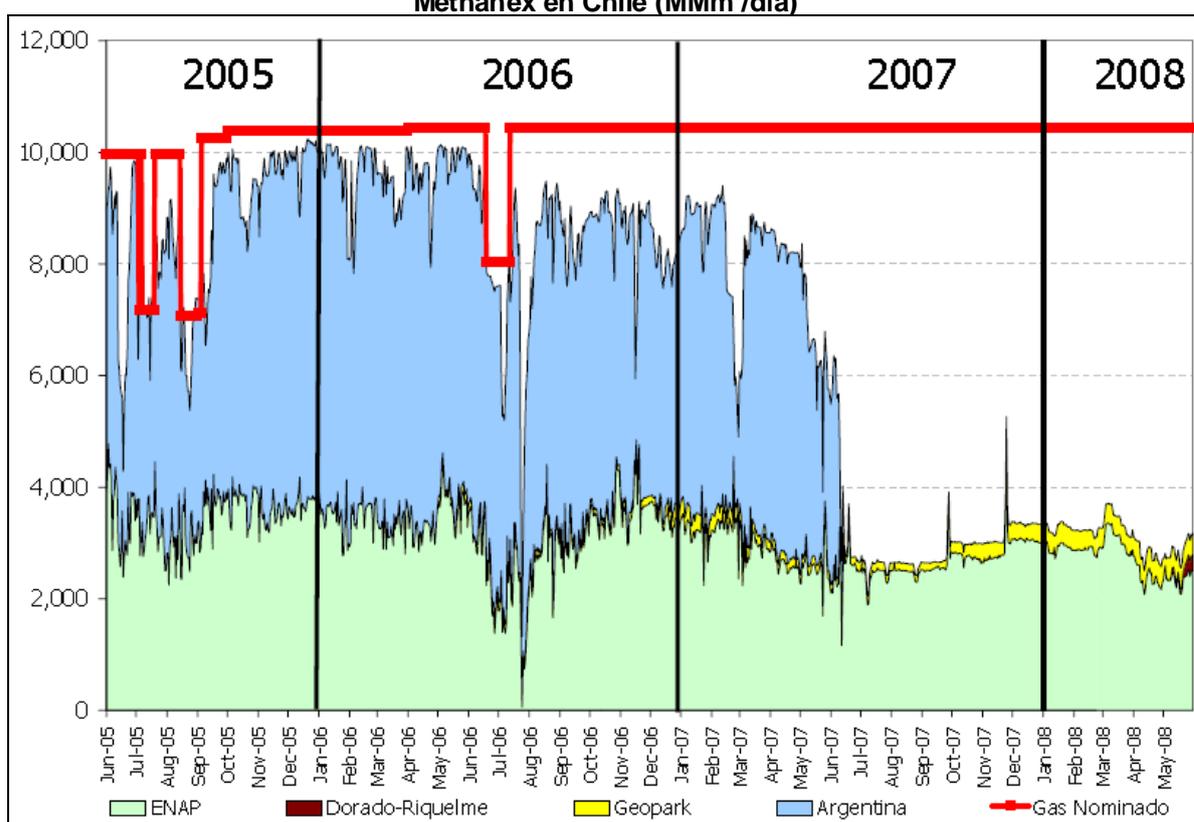
En los años 2008 la producción metanol fue de 1.1 millones de toneladas y para el año 2007 fue de 1.8 millones de toneladas¹⁶, respecto a la capacidad instalada de metanol en Chile, la capacidad de producción para dichos años fue de 28% y 48% respectivamente. La materia prima que se utilizó para la producción de metanol fue el gas natural provenientes de las plantas de Argentina y Chile. Según lo descrito anteriormente se

¹⁵Fuente: Workshop Ministerio de Minería – Punta Arenas, 18/19 Junio 2008 – Methanex Chile (Roger Neumann – Francisco Ajenjo)

¹⁶Fuente: 2008 Annual Report - Methanex

puede observar que la producción de Metanol en Chile ha disminuido, esto se debió principalmente a que desde el mes de Junio del 2007, los proveedores de gas natural de Argentina ya no suministran gas a Chile, debido a las diferentes acciones del gobierno Argentino. Por tal motivo, la producción de metanol en las instalaciones de Methanex en Chile se debió tan solo al gas natural proveniente de reservas de Chile. En el GRAFICO VI-5 se muestra la data histórica del gas natural suministrado a la empresa Methanex en Chile.

GRAFICO VI-5. Data histórica 2005-2008 del Gas Natural suministrado a la Empresa Methanex en Chile (MMm³/día)



Fuente: Workshop Ministerio de Minería – Punta Arenas, 18/19 Junio 2008 – Methanex Chile

A raíz de los problemas de desabastecimiento la empresa Methanex ha buscado oportunidades de inversión con la empresa estatal de energía (Empresa Nacional de Petróleo - ENAP), Geopark Chile Limited (GEOpark) y otras, a fin de acelerar la exploración de gas natural y su desarrollo en el sur de Chile.

Perspectivas de Comercialización de Metanol en el Perú

En el CUADRO VI.5 se muestra un análisis de las perspectivas de comercialización de Metanol, tal como se puede observar el mercado nacional actual junto con el mercado potencial de biodiesel es pequeño en comparación con el mercado internacional que se está considerando, en este caso perteneciente al mercado desabastecido de la empresa Methanex en Chile; por lo tanto gran parte del mercado de metanol se destinaría a exportación.

CUADRO VI.5. Perspectivas de Producción de Metanol en Perú – Año base 2008

Perspectivas de Producción de Metanol en Perú (TM/Año)	Porcentaje de mercado desabastecido de Chile			
	10%	15%	20%	25%
Mercado Internacional – Chile	275,200	412,800	550,400	688,000
Mercado Nacional – Aduanet	13,237	13,237	13,237	13,237
Biodiesel – Perú	17,000	17,000	17,000	17,000
Total de Producción de Metanol en Perú	305,437	443,037	580,637	718,237

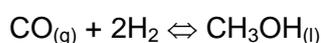
Fuente: Elaboración Propia.

VII. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PRODUCCIÓN DE METANOL Y POSIBLE CAPACIDAD DE UNA PLANTA EN EL PERÚ

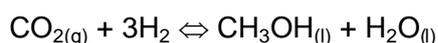
Existen tres formas de producir metanol: a partir de la destilación destructiva de madera, a partir del gas de síntesis y a partir de residuos orgánicos. De las tres formas mencionadas anteriormente la de mayor uso es a partir de gas de síntesis, pues determina un mayor rendimiento.

7.1 Obtención del gas de síntesis

La producción de metanol se basa principalmente en la reacción catalítica del monóxido de carbono e hidrógeno.



En un menor grado se efectúa también la conversión de dióxido de carbono.



Por lo tanto, de acuerdo a la proporción de CO y CO₂, la mezcla gaseosa requerida para la conversión debe tener una razón molar de hidrógeno/carbono entre 2 y 3¹⁷. Dicho gas puede ser obtenido, mediante la oxidación parcial (partial oxidation), reformado con vapor (steam reforming), reformado autotérmico (autothermal reforming) o reformado combinado.

7.1.1 Esquema basado en la oxidación parcial con oxígeno

Para la conversión de productos pesados, la oxidación parcial es generalmente la más usada. Las condiciones de temperatura en la cual se trabajan está entre 950-1250°C y la presión entre 60-90 bar.

¹⁷ La estequiometría total es la siguiente: $\text{H}_2/(\text{CO} + 1.5\text{CO}_2) = 2$

La relación de H_2/CO es aproximadamente 2, esto debido a las pérdidas generadas como resultado de la formación de metano durante la síntesis del metanol, obteniendo una razón aproximada de H_2/CO de 2.25, el cual es ideal para esta conversión.

Este valor puede ser obtenido dividiendo la 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 de absorción estándar, luego es necesario remover el CO_2 hasta una concentración aceptable por el catalizador empleado a fin de conducir la síntesis de metanol.

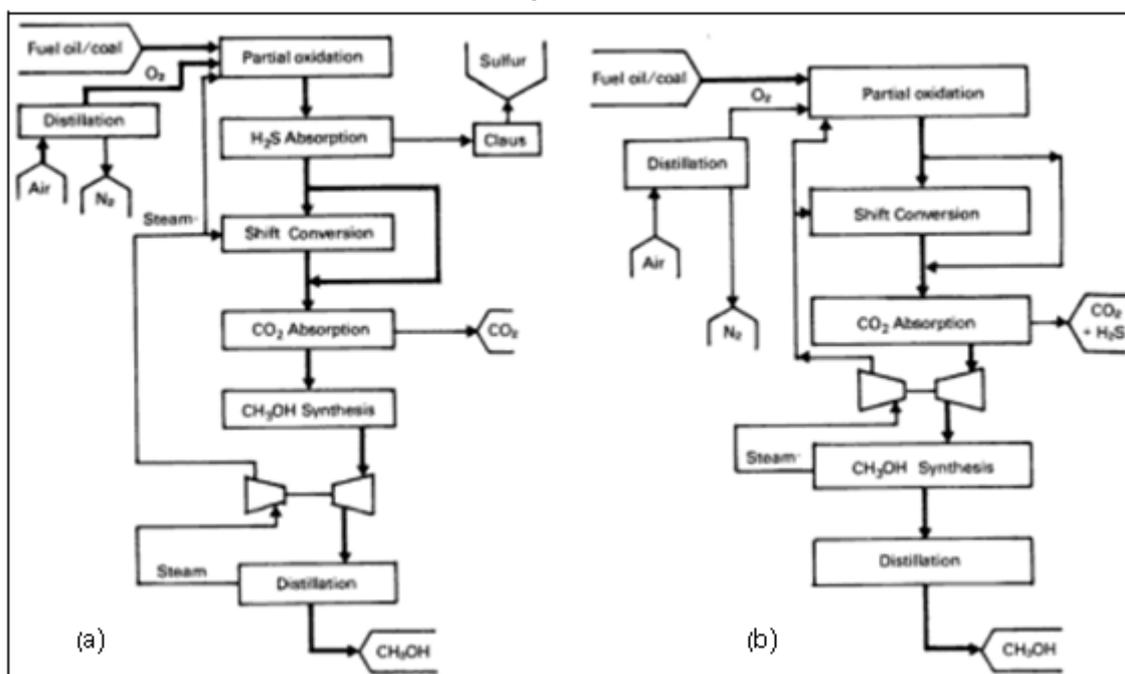
La presencia de compuestos de sulfuro en la materia prima usada requiere la consideración de dos principales variantes, dependiendo en lo posible del catalizador para CO de shift conversion (Esquemas a y b se muestran en el GRAFICO VII-1).

Esquema "a": el catalizador no puede tolerar derivados del sulfuro. Por lo tanto, primero la alimentación debe ser desulfurizada a un contenido de sulfuro de 0.05 a 0.1 ppm. Parte del gas pasa a través de la unidad de conversión de CO, y luego se remezcla con la fracción no tratada y parcialmente descarbonatada.

Esquema "b": El catalizador es resistente a compuestos sulfurados. Conversión parcial de CO es seguida por la desulfurización y descarbonatada simultáneamente.

En ambos esquemas, la instalación de una barrera del sulfuro (tal como óxido de zinc) se recomienda para proteger el catalizador de la síntesis, que no tolera compuestos de sulfuro.

GRAFICO VII-1. Diagrama de Bloques para la Producción de Metanol usando oxidación parcial



7.1.2 Esquema basado en steam reforming (reformado con vapor)

El reformador con vapor se usa para convertir la alimentación de gas natural a gas de síntesis por reacción con vapor sobre una base de catalizador de Niquel. El catalizador es tolerante a compuestos de sulfuros, lo cual puede ser usado para hidrocarburos pesados incluyendo la nafta. El proceso usualmente opera entre 800°C y 1000°C (1500-1800°F) y 8 a 25 bar (100-350 psig). La metalurgia del tubo es un factor limitante para la temperatura y presión de operación.

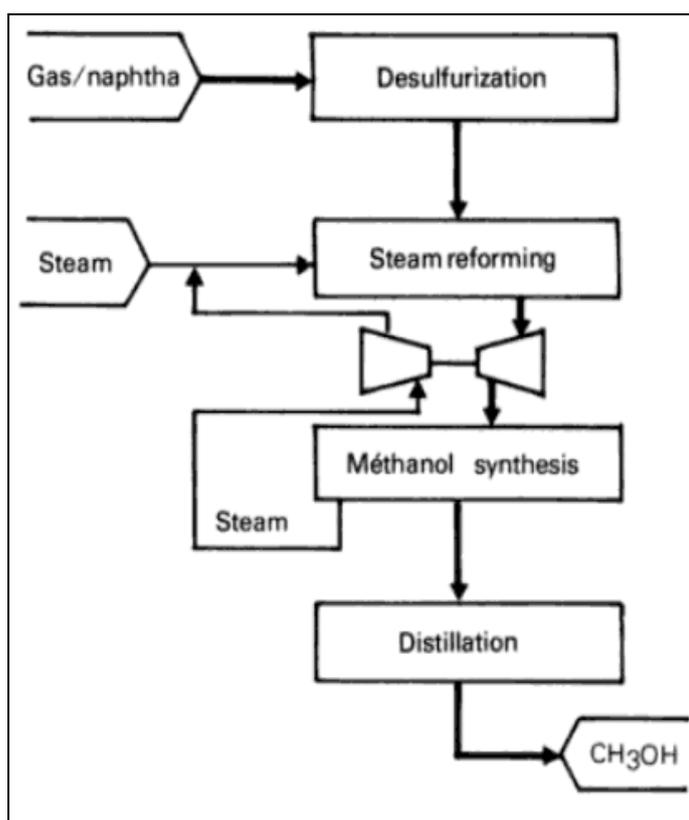
Esta tecnología es una opción para capacidades hasta aproximadamente 3,000 TM/día de metanol donde el dióxido de carbono está disponible.

En comparación con el esquema anterior, la conversión de CO, remoción CO₂ y la metanización son simplificados en el proceso. Sin embargo, un compresor auxiliar es necesario en este caso.

Tal como se muestra en el GRAFICO VII-2, la unidad es reducida a dos secciones importantes:

- (a) La alimentación pasa por un pre-tratamiento a fin de remover los compuestos sulfurados u otras impurezas perjudiciales para el catalizador de síntesis.
- (b) El horno de steam reforming con sus instalaciones auxiliares de recuperación de calor del flue-gas.

GRAFICO VII-2. Diagrama de bloques para la producción de metanol usando Steam reforming



Esta simplificación se asocia con la operación real del reformado, como se muestra en la CUADRO VII.1 en el caso del metano a diferentes temperaturas, la relación hidrógeno/carbono normalmente varía entre 3 y 4, en función del contenido de CO y CO₂ en el efluente, mientras que el valor deseado debe recaer entre 2 y 3.

CUADRO VII.1. Relación H₂O/CH₄ en el Reformado de Vapor

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

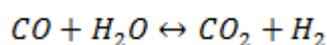
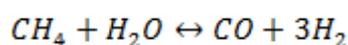
Por lo tanto, el gas obtenido a partir del metano es más rico en hidrógeno o demasiado pobre en carbono. Esto se puede remediar de la siguiente manera:

- (a) Por purgas, lo cual resulta en una pérdida de energía, relacionado en particular con la separación y compresión del exceso de hidrógeno; o
- (b) Por adición de CO₂, por ejemplo: la unidad de remoción de CO₂ asociado con la producción de amonio o la recuperación del flujo de gases de combustión del horno de reforming. Está adición puede ser upstream o downstream de la unidad de reformación de vapor. La primera forma es más interesante porque parte del CO₂ es convertido en CO, en el caso de una escasez temporal de agregado de dióxido de carbono, la composición del gas reformado varía solo ligeramente.

El metano no convertido presente en el efluente del reformado se comporta en las sucesivas operaciones como un disolvente inerte. Para evitar su acumulación en el reciclo, que constituye el metanol “synthesis loop”, es necesaria una purga.

El déficit de carbono en el reformado de vapor de metano no ocurre en el caso que se tuviera de alimentación la nafta.

Reacciones de reformación con vapor para metano



La primera reacción representa la reacción de reformado y la segunda reacción es la reacción del agua "Shift reaction"¹⁸.

7.1.3 Esquema basado en Autothermal Reforming (Reformado Autotérmico)

El reformado autotérmico es una combinación de la oxidación parcial y el reformado con vapor llevado a cabo en un solo reactor, utilizando como catalizador níquel soportado en magnesio-alúmina. El calor endotérmico de la reacción para el reformado con vapor de metano es suministrado para la oxidación parcial de la alimentación de los hidrocarburos en la primera sección del reactor.

La alimentación para el reformado autotérmico son gas natural e hidrocarburos pesados-nafta. La principal ventaja del proceso es que no requiere ningún combustible externo, ofrece flexibilidad en la selección de la alimentación y puede ser diseñado para operar a una temperatura y presión mucho más alta que el reformado con vapor de metano. Otra característica es la posibilidad de producir gas de síntesis con bajos coeficientes de H₂/CO.

Numerosas plantas comerciales usan en su proceso gas natural, obteniendo una relación de H₂/CO alrededor de 2.3, sin necesidad de reciclar CO₂.

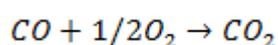
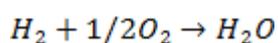
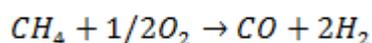
El proceso de reformado autotérmico consiste en un precalentamiento de la alimentación de hidrocarburos, y la mezcla de oxígeno con una pequeña cantidad de vapor, lo cual entra en el tope del reactor. La combustión parcial toma lugar en la zona más alta y los hidrocarburos ligeros son convertidos en CO₂ y H₂. El metano, hidrógeno y monóxido de carbono son parcialmente convertidos con el oxígeno restante. El equilibrio del reformado con vapor y las reacciones de gas con agua "Shift reactions" son establecidas en la zona del catalizador del reformado con vapor.

¹⁸ Reacción de gas con vapor de agua

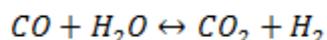
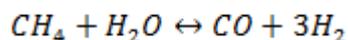
La operación del reformado autotérmico puede darse sin reciclo de CO₂ para producir el gas de síntesis con una relación de H₂/CO entre 2.3 a 3.5. Sin embargo, reciclar o importar CO₂ puede resultar relaciones de H₂/CO menores a 0.8. La presión de operación varía en un rango de 20 a 70 bar (275-1000 psig). Presiones menores a 20 bar (275 psig) no son buenas porque tiende a formar hollín el cual no puede ser eliminado con adición de vapor o diseñando los quemadores a presiones bajas. Las presiones sobre los 70 bar es lo máximo basado sobre materiales de construcción. Actualmente las unidades de operación están sobre el vapor hasta 40 bar (565 psig). La temperatura de operación varía entre 850-1100 °C.

Reacciones del reformado autotérmico para metano

Las reacciones en la zona de combustión del reactor son:



Las reacciones en la zona de reformación de vapor son:



7.1.4 Esquema basado en Reformado Combinado

Puede ser usado para procesar gas natural y gases asociados de petróleo. Este proceso combina el reformado con vapor y el reformado autotérmico como la forma más económica para generar gas de síntesis para plantas de metanol. Después de que la alimentación de gas pasa a través de un proceso de desulfuración, es repartido en dos corrientes, la primera corriente es descompuesta en un reformador con vapor de alta presión (35-40bar) y relativamente bajas temperaturas (700-800°C). El gas reformado es posteriormente mezclado con el resto de gas para ser reformados a gas de síntesis a altas presiones en el reformado autotérmico.

La principal ventaja del proceso de reformado combinado frente a las otras alternativas de proceso similar es la alimentación de gas patentado por Lurgi, a través del bypas a reformado con vapor.

Cuando se tiene como alimentación gas natural, se puede llevar al reformado con vapor un porcentaje menor a la mitad, el requerimiento con vapor en comparación con otros procesos es cerca de la mitad, de los que usan un reformado autotérmico luego de un reformado con vapor sin usar el bypass. El menor consumo de vapor en el proceso, se traduce a un menor requerimiento de energía y baja inversión. Asimismo, se obtiene una relación de hidrógeno/carbono cercano a 2.02, lo cual es el valor óptimo para producir metanol.

Este proceso es también ideal para generar gas de síntesis para la síntesis de Fischer-Tropsch. La planta más grande en el mundo con este tipo de Tecnología fue construida por Lurgi en Sudáfrica, la capacidad de esta planta es suficiente como para producir cerca de 9000TM/día de metanol.

7.1.5 Resumen

En el CUADRO VII-2, se muestra una comparación de las tecnologías usadas para el proceso de obtención de gas de síntesis, tal como se puede observar tanto el reformado con vapor como el reformado autotérmico son los mejores respecto a la oxidación parcial, básicamente debido a la materia prima usada en el proceso y las condiciones operativas moderadas con respecto a la oxidación parcial. Pero la tecnología de Reformado Combinado ofrece mayores ventajas frente a las otras tecnologías, ya que en su proceso se requeriría menor consumo de energía por usar menos vapor en el proceso, y logrando obtener excelente relación de hidrógeno/carbono cercano a 2.02.

CUADRO VII.2. Comparación de las Tecnologías para la Producción de Gas de Síntesis

	Materia Prima	Condiciones de Operación	Características Principales	Relación H₂/CO
Oxidación parcial	Hidrocarburos líquidos-sólidos	60-90 bar 950-1250°C	La alimentación requiere alta severidad en la operación	~2.25
Reformado con vapor	Gas natural C1 a C4	8-25 bar 800-1000°C	Útil para operar con gas natural. Puede ser usado para hidrocarburos pesados-nafta	3 a 4 Reciclando CO ₂ = 2 a 3
Reformado autotérmico	Gas Natural, hidrocarburos pesados-nafta	20-70 bar 850-1100 °C	No requiere combustible externo en su proceso, flexibilidad en la selección de la alimentación.	~2.3 a 3.5 Reciclando CO ₂ = 0.8
Reformado combinado	Gas natural, ligeros, HC líquidos-sólidos	35-40 bar 700-800°C	Combinación el reformado con vapor y el reformado autotérmico. Requiere un menor consumo de vapor respecto a otros procesos, disminuyendo la inversión.	~2.02

7.2 Tecnologías para producir metanol a partir del gas natural

7.2.1 Tecnología ICI

Resumen:

Un proceso de baja presión ha sido desarrollado por ICI, operando aproximadamente a 50bar (700psi) 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 para condensar como producto el metanol, y los gases que no reaccionaron son reciclados. El metanol crudo proveniente del separador contiene agua y bajos niveles de co-productos, los cuales son removidos usando un sistema de dos columnas de destilación.

Descripción del GRAFICO VII-3:

El gas de síntesis producido mediante reformado con vapor, pasa a través de un compresor de doble cuerpo (make-up compressor) para luego ser mezclado con el gas de reciclo del reactor. La mezcla de reciclo es recogida por un compresor centrífugo de un solo cuerpo, accionado por una turbina de vapor a contrapresión. A la salida del

compresor, el gas presurizado es precalentado por intercambio de calor con el efluente del reactor, después es dividido en dos corrientes.

- a. La primera (aproximadamente un 40%) es enviada al tope del reactor después de haberse sometido a un precalentamiento, por contracorriente con el flujo de los productos formados.
- b. El segundo (60%) es usado como un fluido quenching inyectado en los diferentes niveles del reactor, para alcanzar un control efectivo de la temperatura.

A la salida de la zona de reacción, la corriente de gas obtenida es primero enfriada por el calentamiento de la corriente de alimentación al reactor y por el agua requerida por los generadores de vapor de alta presión, luego pasa a través de un intercambiador aero-enfriador, donde el metanol y el agua son condensados. La separación gas/liquido es entonces llevada a un drum vertical, operando bajo presión. La fracción de gas es esencialmente reciclado: una purga ayuda a mantener el gas inerte contenido en el lazo de reacción en un nivel adecuado. El metanol crudo es desgasificado por flasheo y luego destilado. Este contiene de 17 a 23% en peso de agua, 0.4% de impurezas (dimetil éter, formiato de metilo, etanol, propanol, butanol, etc.), por lo tanto debe ser purificado en una serie de dos columnas para cumplir con las especificaciones comerciales de metanol para usos químicos (Etanol a 10 ppm para el grado AA). La primera columna es de ligeros, que elimina los componentes ligeros (gas, éteres, cetonas, etc.), mientras la segunda columna realiza las siguientes separaciones:

- a. En el tope, el metanol purificado se extrae por debajo de la sección de rectificación.
- b. Los alcoholes pesados como una corrientes laterales
- c. El agua por el fondo.

Nota: Debido a los problemas de separación de fases en presencia de agua y la formación de trampas de vapor que son perjudiciales para los motores, el uso de metanol como combustible requiere la adición de compuestos oxigenados de alto peso molecular (particularmente igual o de más pesos que el etanol). Para tales aplicaciones, es

importante mantener ciertas impurezas en producto de metanol o incluso favorecer su formación. Así, el diagrama de flujo de la purificación puede ser simplificada combinando la separación y rectificación de ligeros finales en una sola operación, o por aumentar el contenido de los homólogos más altos que el metanol mediante la realización de la conversión en el mismo reactor (Lurgi, Vulcan, etc.) o en diferentes unidades, para un mejor control de los cambios en el medio de la reacción (IFP, SNAM, Progetti, etc.). Ahora el metanol se fabrica en fase líquida o fases combinada.

GRAFICO VII-3. Proceso ICI-Producción de Metanol

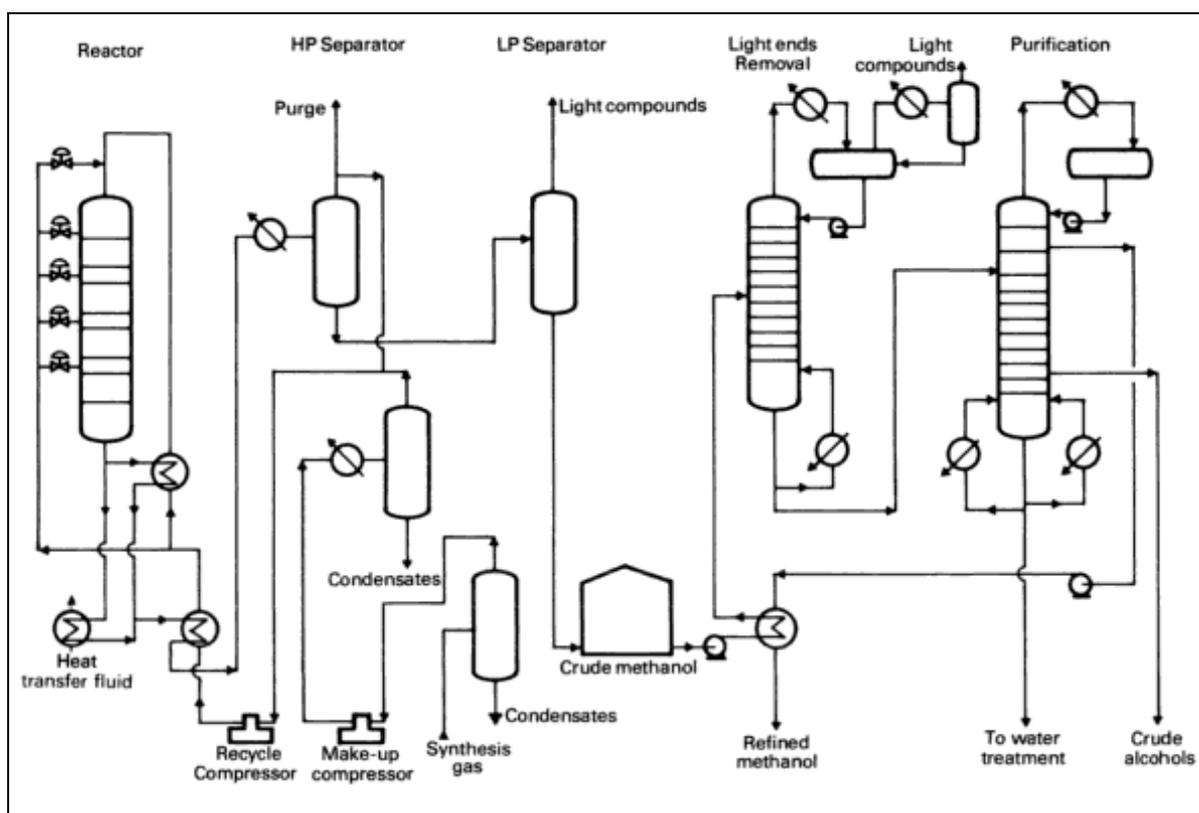
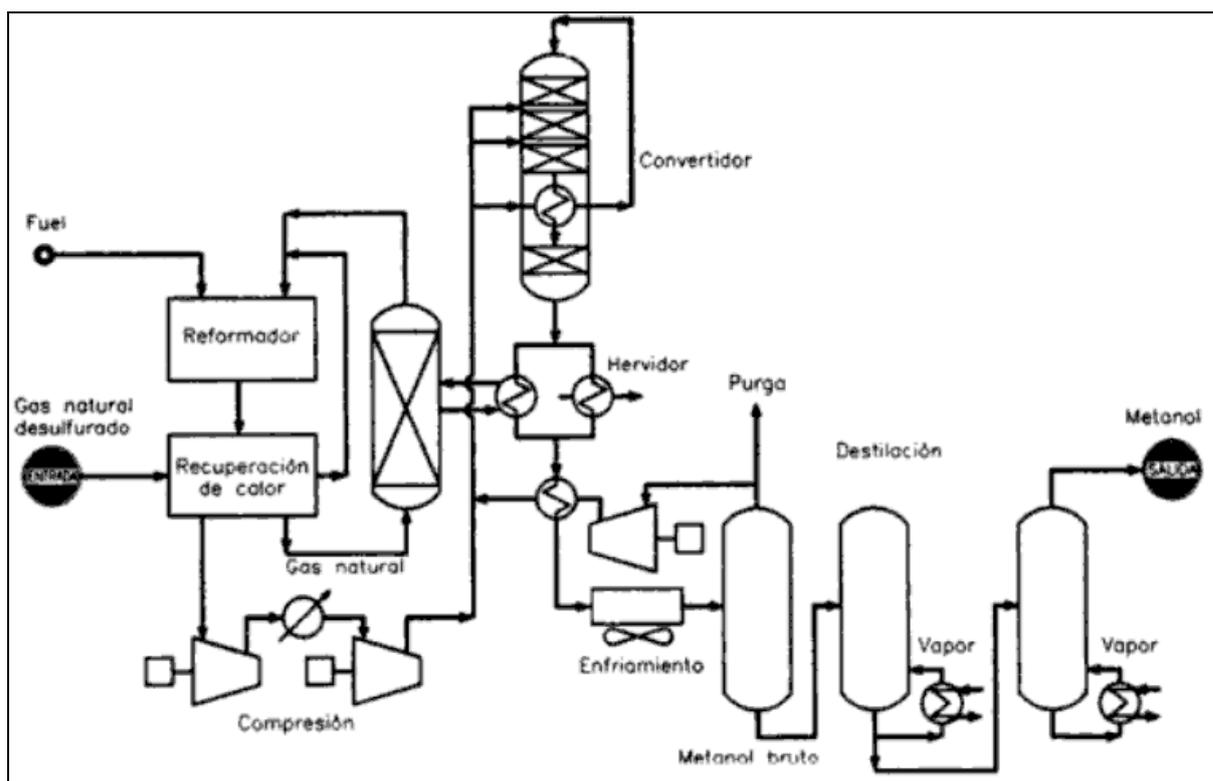


GRAFICO VII-4. Instalación para obtención de metanol. Proceso ICI



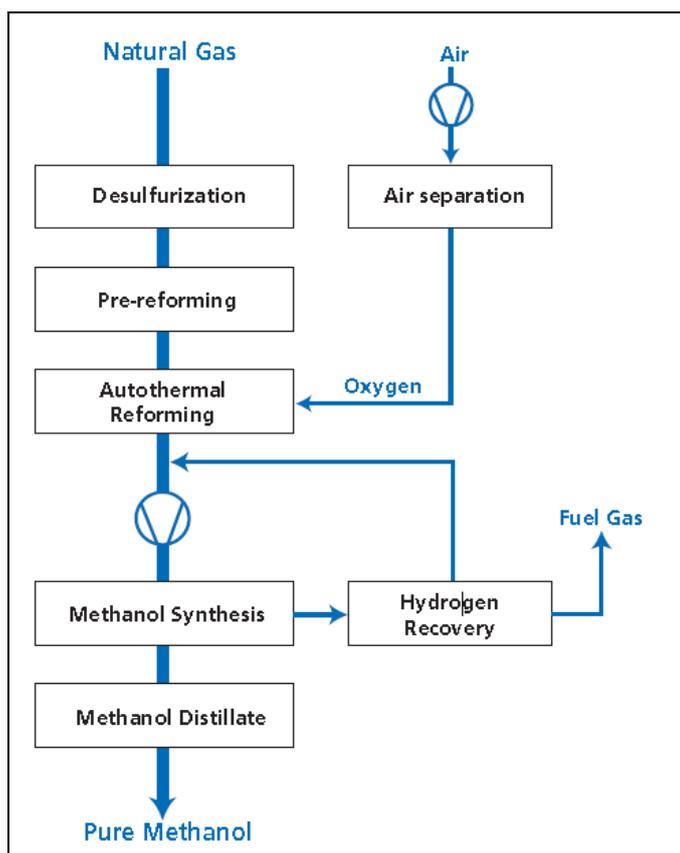
7.2.2 Tecnología LURGI

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.

Tecnología de Lurgi Syngas

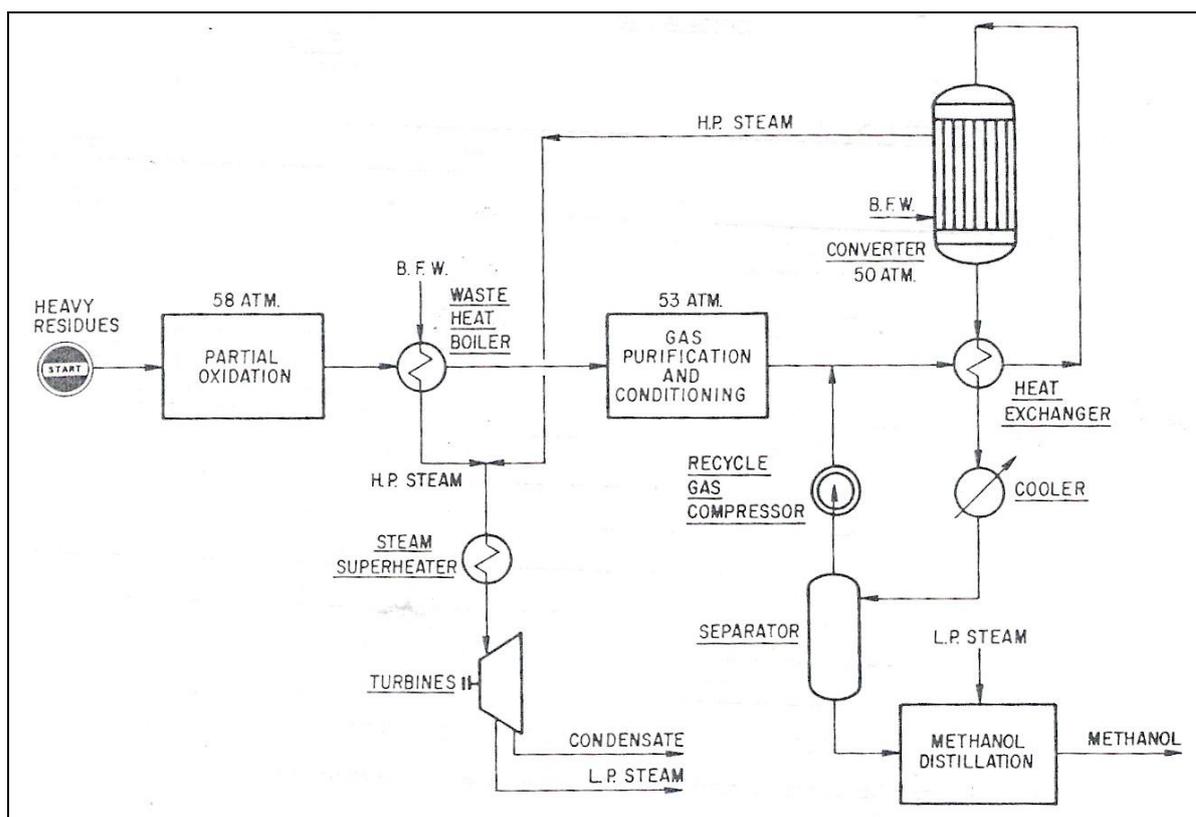
Consiste en usar el reformado autotérmico para producir gas de síntesis usando como alimentación el gas natural o hidrocarburos ligeros. Opcionalmente la alimentación es desulfurizada y pre-reformado con vapor obteniendo gas de síntesis en condiciones alrededor de 40 bar, usando oxígeno como agente reformador. El proceso genera un gas de síntesis libre de carbono con una baja relación de H_2/CO , ofrece una gran flexibilidad de operación en un rango de 950-1050 °C. El gas de síntesis se comprime en una sola carcasa de compresor de gas de síntesis con la etapa de reciclaje, obteniendo así la presión necesaria para la síntesis de metanol.

GRAFICO VII-5. Diagrama de Bloques Proceso Lurgi



Las condiciones de reacción utilizadas en el proceso de baja presión de Lurgi son las siguientes: Temperatura (250-260°C), presión (725-1176 psig), catalizador (Cu + pequeñas cantidades de Zn + un componente el cual incrementara la resistencia de envejecimiento; también se usa oxido de zinc en reemplazo de zinc).

GRAFICO VII-6. Proceso Lurgi de baja presión – Síntesis de Metanol



Producción de metanol a partir del gas de síntesis con oxidación parcial.

Tecnología de Lurgi Reformado Combinado

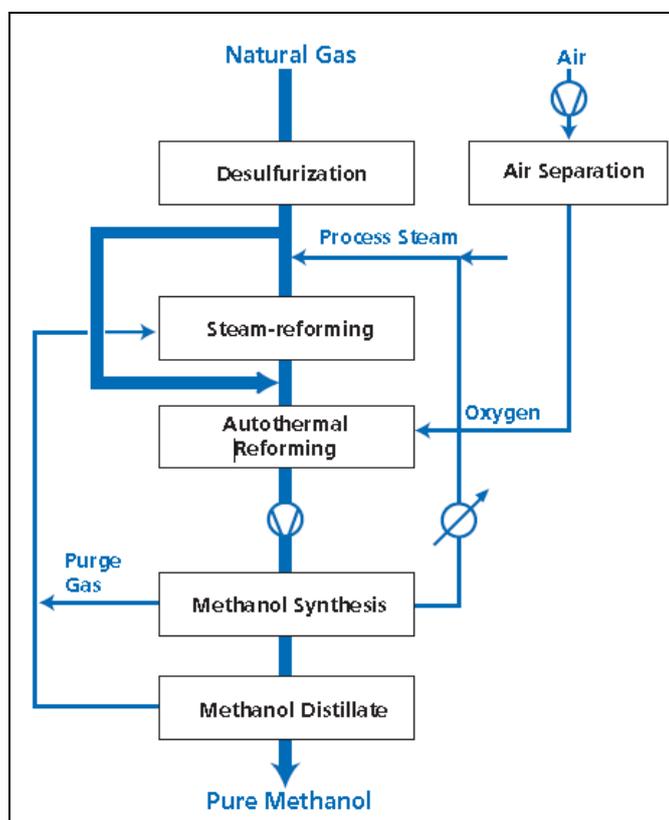
Para gas natural y gases asociados con petróleo, el número estequiométrico necesario no puede ser obtenido mediante reformador autotérmico solo, incluso si el hidrógeno es reciclado. Para estas aplicaciones, el concepto de Lurgi Reformado Combinado (conocido también como Lurgi MegaMetanol) combina el reformador autotérmico con el reformador con vapor, siendo la forma más económica para generar gas de síntesis para plantas de metanol. Después de la desulfurización, una corriente de gas natural es dividida en dos partes, una corriente es llevada a la zona de reformador con vapor, posteriormente la corriente de salida de esta zona es mezclada con el resto de gas natural para ser llevado a la zona de reformado autotérmico y producir gas de síntesis a alta presión.

La principal ventaja del proceso de reformado combinado frente a la tecnología ICI es que se usa un menor consumo de vapor en el proceso, traduciendo esto a un menor consumo de energía y una menor inversión. Es decir, para producir gas de síntesis a partir de gas

natural, para la tecnología Lurgi Reformado Combinado se utiliza aproximadamente la mitad de vapor consumido que la tecnología ICI¹⁹. Asimismo, se obtiene una mejora relación de H₂/CO requerida para la producción de metanol.

Este tipo de plantas a marcado el comienzo de una nueva generación de plantas para la producción de metanol a partir del gas natural, dado el hecho que la tecnología MegaMetanol de Lurgi es básicamente dos veces mejor que otros procesos disponibles actualmente en el mercado, pudiendo procesar capacidades de planta mayores a 5,000 TM/día. 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 (Gas to liquid) y GTC (Gas to chemicals).

GRAFICO VII-7. Diagrama de Bloques Proceso Lurgi Combinado



¹⁹ Tabla 1 "Summary of Processes for Methanol Synthesis - Methanol from Natural Gas by ICIs LP Process.

7.2.3 Resumen

CUADRO VII.3. Comparación de las Tecnologías para la Producción de Metanol

	Tecnología ICI	Tecnología Lurgi Syngas	Tecnología Lurgi Reformado Combinado
Proceso de gas de síntesis - Relación H₂/CO	Reformado con vapor. H ₂ /CO ~ 3 a 4	Reformado autotérmico H ₂ /CO ~2.3 a 3.5	Reformado con vapor + reformado autotérmico. H ₂ /CO ~2.02
Materia prima	Gas natural	Gas natural y hidrocarburos pesados	Gas natural y hidrocarburos pesados
Capacidad de las plantas	Plantas de mediana capacidad (hasta 1800 TM/día)	Plantas de mediana capacidad (entre 1800 a 3500 TM/día)	Plantas de mediana capacidad y gran tamaño (hasta 9000 TMDía)
Experiencia	Es la tecnología pionera a baja presión.	Compite con la tecnología ICI, es un proceso mejorado.	Es una mejor tecnología respecto a las anteriores, se obtiene la relación adecuada de H ₂ /CO cercana a 2 para producir metanol.
Consumo de energía	Requiere en su proceso alto consumo de vapor, por ende gran cantidad de energía	Requiere un menor consumo de vapor en comparación con la tecnología ICI	Requiere menor consumo de energía en comparación con las tecnologías anteriores, es más eficiente en el uso de energía en el proceso, consume menos materia prima para una misma producción.
Aspecto económico	A condiciones moderadas de severidad, mayor economía en el proceso	A condiciones moderadas de severidad, mayor economía en el proceso	Es ideal para lugares donde los yacimientos de gas natural están alejados del lugar de producción.
Innovación Tecnológica	Si. Existen mejoras en su proceso	Si, Lurgi está realizando investigaciones para acoplar otras tecnologías a este tipo de plantas.	Si, Lurgi está realizando investigaciones para acoplar otras tecnologías a este tipo de plantas.

Cabe aclarar, que a diciembre del año 1999, la gran parte de plantas existentes de metanol pertenecen a la tecnología ICI.

7.3 Selección de la tecnología adecuada en el Perú

En cualquiera de las tres tecnologías el metanol obtenido es el mismo, la elección del tipo de tecnología obtenido se basa en las facilidades del proceso, obtención del gas de síntesis, consumos de energía, aspectos económicos, etc.

La tecnología de metanol ha ido variando a través del tiempo, específicamente en el rendimiento de una adecuada relación de gas de síntesis para obtener metanol y en la

economía del proceso. Respecto a la tecnología ICI de baja de presión, este proceso no ha sufrido grandes variaciones tecnológicas a lo largo de 35 años; incluso el licenciante Lurgi se basó en esta tecnología para crear su propia tecnológica, la cual si ha sufrido modificaciones a través del tiempo. En la actualidad las nuevas plantas de metanol vienen utilizando en su proceso de obtención de metanol los licenciados Lurgi.

Uno de los criterios de selección es la disponibilidad de materia prima (gas natural), actualmente según el Ministerio de Energía y Minas ²⁰ y la empresa Pluspetrol se tiene disponible entre 50 y 70 MMPCD²¹, por lo tanto, en equivalencia de metanol producido estaría entre 1,666 y 2,332 TM/día. Por tal motivo, las tres tecnologías podrían usarse, pero a efectos de consumir menos materia prima y consumo de energía, y tener una menor inversión, la tecnología que más se acopla es la de Reformado Combinado del licenciante Lurgi. Dicho licenciados tienen mayor experiencia en el mercado, su tecnologías presenta mayores ventajas tecnológicas (observar CUADRO VII.3).

Por otro lado, la tecnología de Reformado Combinado tiene las siguientes características principales en su proceso:

- ❖ Consumo total de gas natural menor que el de procesos convencionales
- ❖ Reducción de emisiones de CO₂ y NO_x, por un menor consumo de energía en su proceso.
- ❖ Mayor conversión de gas de síntesis por ciclo, y en consecuencia, reducción de la cantidad de gas natural.
- ❖ Menor consumo de vapor en su proceso.
- ❖ Reducción de los costos de inversión en un 30 a 40% para el ciclo de síntesis.
- ❖ Aumento de la duración de servicio del catalizador.

²⁰ Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016. Elaborado por la Dirección General de Hidrocarburos.

²¹ Relación Gas Natural/Metanol = 0.030017MMPC/TM. Fuente: Revista Petrotecnia (Artículo: Producción, transporte y exportación de Metanol “Se teme lo que no se conoce”, Por: Javier Fanuel y María Fernanda Salgado, Repsol YPF).

7.4 Capacidad propuesta de una Planta de Metanol en el Perú

Tal como se mencionó en el punto 7.3, la capacidad de la planta de metanol estaría en función de la disponibilidad de la materia prima del gas natural de Camisea, por tal motivo y a efectos de ser conservadores se está considerando en el presente estudio que se usará 60 MMPCD de gas natural para obtener metanol. Por lo tanto, haciendo una equivalencia la capacidad de la planta de metanol con la materia prima disponible, sería aproximadamente 1,637 TM/día, lo cual será verificado como producto de la simulación del proceso de obtención de metanol.

VIII. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE METANOL CONSIDERANDO LA TECNOLOGÍA SELECCIONADA

8.1 Descripción del Simulador usado

En este capítulo se describirá la simulación del proceso de obtención de metanol, para lo cual se usó el simulador comercial llamado HYSIS v.7., modelamiento en estado estacionario (selección de parámetros e hipótesis adecuadas, paquete de propiedades termodinámicas, selección del método de cálculo, etc.).

El simulador Hysys se encuentra dentro del paquete del Sistema Avanzado para Ingeniería de Procesos – Advanced System for Process Engineering (ASPEN).

8.1.1 Ventajas y desventajas de usar el Simulador

A continuación se describirá las principales ventajas de usar un simulador Hysys:

- La facilidad de uso.
- Base de datos extensa.
- Utiliza datos experimentales para sus correlaciones. La mayoría de los datos son experimentales, aunque algunos son estimados (la mayoría de simuladores usa modelos predictivos como UNIFAC).

Las principales desventajas son:

- Pocas o nulas aplicaciones de sólidos.
- Software de optimización limitado (el optimizer no es muy potente).

Por otro lado, el simulador Hysys es un software usado en la simulación de plantas petroquímicas y afines. Incluye herramientas para estimar:

- Propiedades físicas.
- Equilibrio líquido – vapor.

- Balances de materia y energía.
- Simulación de muchos equipos de ingeniería química.
- Simulación procesos en estado estacionario y dinámico.

Bases para la Simulación.

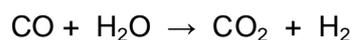
8.2 Bases para la Simulación

La producción del gas de síntesis es una parte importante dentro del proceso global de la síntesis de metanol. La conversión del gas natural en una planta de metanol es modelada usando un reactor de equilibrio y un reactor de conversión. Para facilitar la producción de metanol, la relación molar de hidrógeno a carbono en el gas de síntesis se controla en un valor aproximado de 2:1. Esta relación representa las cantidades estequiometrias requeridas de los reaccionantes del proceso de síntesis de metanol.

En esta simulación, no se considera una zona de desulfurización del gas natural, pues este es un gas sin contenido de compuestos sulfurados “gas de camisea”; asimismo, se está considerando una previa separación del gas metano de otros componentes más pesados antes de ingresar a la zona de reacción del gas de síntesis.

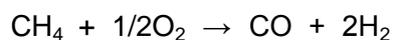
8.2.1 Aspectos Termodinámicos del Gas de Síntesis

Reformador con vapor: $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$



Reformado autotérmico:

Zona de combustión del reactor son:



Zona de reformado de vapor: igual que las dos primeras ecuaciones.

8.2.2 Aspectos Termodinámicos de la Síntesis de Metanol

Las dos principales reacciones usadas en la síntesis de metanol son exotérmicas y endotérmicas:



La segunda reacción puede ser considerada como el resultado de la conversión de la Ecuación VIII.1 y la reacción inversa de la conversión de vapor de CO.



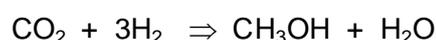
8.2.3 Aspectos Cinéticos de la Síntesis de Metanol

Con el fin de evaluar conjuntamente la conversión de CO y CO₂, se emplea el concepto de eficacia de carbón (EPC)²², definido como:

$$EPC = \frac{\text{Moles } \text{CH}_3\text{OH} \text{ producidos}}{\text{Moles } \text{CO} + \text{CO}_2 \text{ en gas de síntesis}} * 100$$

La selectividad del proceso está directamente relacionada con la temperatura. Las reacciones secundarias más importantes son:

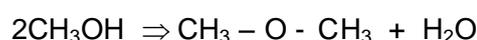
- a) Reacción de dióxido de carbono residual con hidrogeno.



- b) Metanización



- c) Formación de éter de metilo



Las dos primeras conversiones están limitadas por la reducción del contenido de CO₂ en el gas de síntesis empleado, y sobre todo por la limitación de la temperatura de reacción a 400°C. Por debajo de esta temperatura, la metanización sigue siendo baja, o incluso insignificante en el empleo del catalizador.

²² Fuente: A. Chauvel y G. Lefebvre, 1969

Catalizador:

Temperaturas bajas hacen que las reacciones se den en forma más lenta, consecuente pobres equilibrios termodinámicos, para esto se debe utilizar los activadores para superar estos inconvenientes.

Hay dos tipos principales de catalizador:

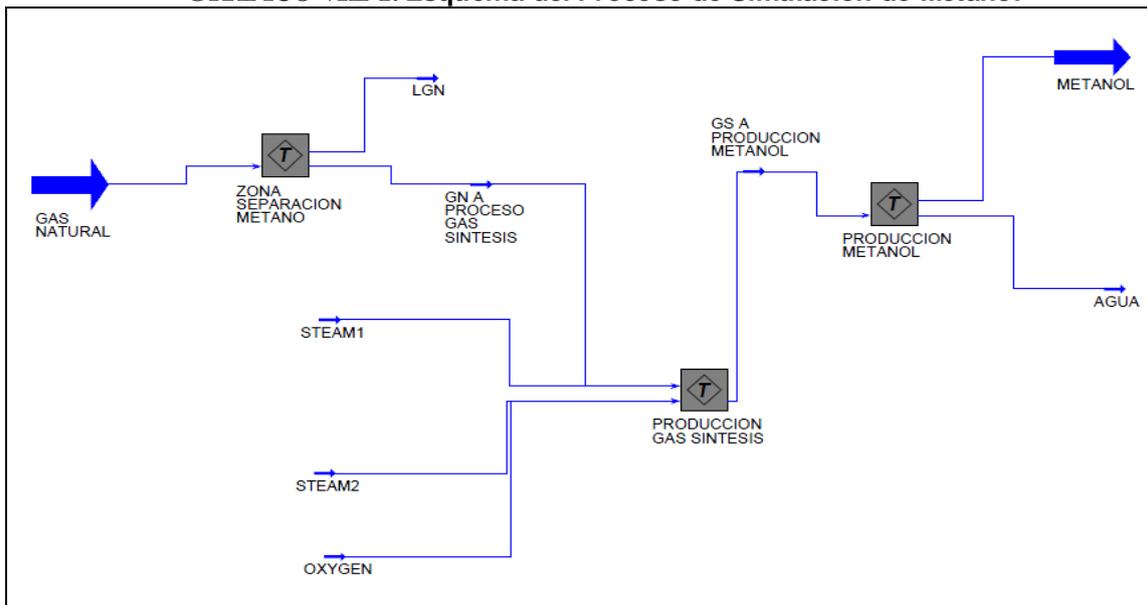
- a) Sistemas de Cromo/Zinc, hasta finales de 1960, representó prácticamente toda la producción de metanol. Consiste en mezclas homogéneas de óxidos de cromo y zinc, que posteriormente fueron sustituidos por catalizadores en base de cobre. Esto fue a su relativa baja actividad, el cual requiere operar entre 300 a 400 °C. A esta temperatura, una presión entre 30 a 35 x10⁶Pa absoluto es necesario para lograr la razón de conversión satisfactoria, y esto supone un costo elevado en términos de energía y economía.
- b) Los sistemas basados en cobre, conocidos desde hace mucho tiempo por su rendimiento, pero originalmente muy sensible a ciertos venenos, sobre todo el azufre y los compuestos halogenados.

La mejora en la resistencia del catalizador y la producción de gases de síntesis libres de impurezas llevo a su industrialización. Por lo tanto, ahora es posible alcanzar mejor rendimiento que el permitido por los sistemas de Zinc/cromo, en medida que la gran selectividad de los catalizadores basados en cobre reduce la cantidad de co-productos, operando entre 240-270°C, a solo 5 a 10 x 10⁶Pa absolutos y la vida del catalizador más de tres años. Esto logró mejorar de manera decisiva sobre la iniciativa de ICI.

8.3 Descripción de Equipos, Condiciones Operativas y Termodinámica del proceso de Metanol simulado.

A fines de simplificar el proceso de simulación de la Síntesis de Metanol, se realizó gráficamente una división: zona de separación de metano, zona de producción de gas de síntesis y zona de producción de metanol, tal como se muestra en el GRAFICO VIII-1

GRAFICO VIII-1. Esquema del Proceso de Simulación de Metanol



Fuente: Elaboración Propia.

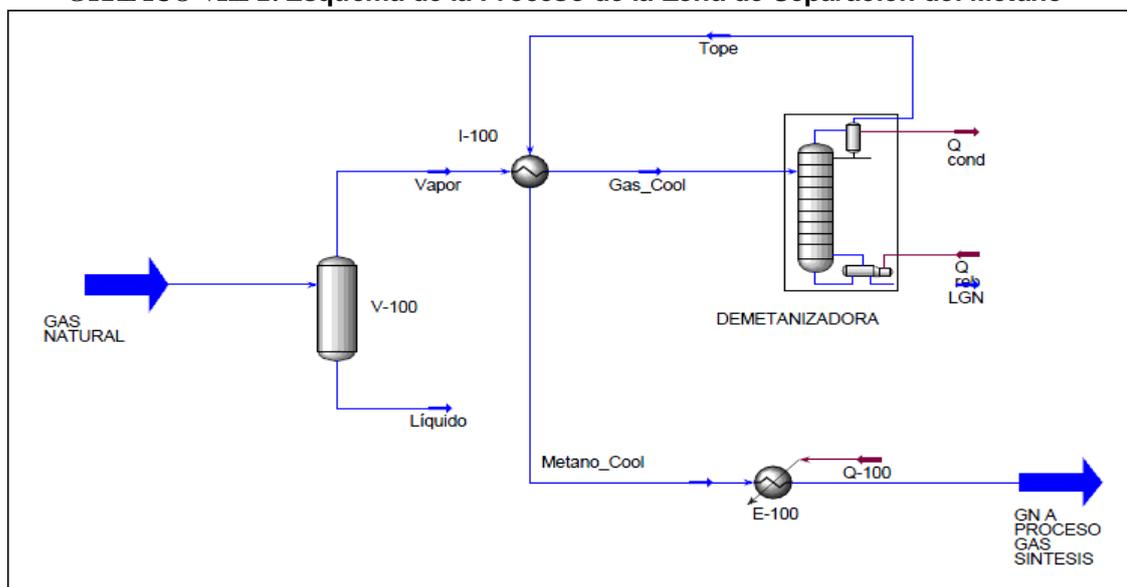
Las condiciones de operación que se describirán en los pasos siguientes como resultado de la simulación, es considerando que se tiene como alimentación de gas natural 60MMPCD, lo cual produce metanol alrededor de 1,396 TM/día.

(a) Zona de Separación del Metano

En el

GRAFICO VIII-2 se muestra el proceso de separación del metano de los componentes más pesados.

GRAFICO VIII-2. Esquema de la Proceso de la Zona de Separación del Metano



Fuente: Elaboración Propia.

❖ **Separador (V-100)**

Es un separador vertical bifásico, donde la separación se produce por medio de la gravedad. En esta configuración el flujo de entrada es gas natural, en la parte superior se obtiene los componentes ligeros (metano, con trazas de etano, CO₂, etc.) y por el fondo los componentes pesados (propano, butano, pentano y más pesados).

Condiciones:

- Temperatura entrada del Gas Natural = 15.00 °C
- Presión = 4,000 kPa
- Flujo Molar de entrada del Gas Natural = 2,988kgmol/hr
- Porcentaje de recuperación de líquidos = 50%

❖ **Intercambiador de calor (I-100)**

El intercambiador de calor I-100 de tubo y coraza, cede calor por medio del efluente gaseoso proveniente del separador V-100 que pasa a través de los elementos tubulares, transfiriendo calor al fluido frío “gas metano” proveniente de la de-metanizadora.

Condiciones:

- T_{A1} : temperatura de entrada del fluido caliente (°C) = 15.00°C
- t_{A1} : temperatura de entrada del fluido frío (°C) = -59.44°C
- T_{A2} : temperatura de salida del fluido caliente (°C) = -92.64°C
- t_{A2} : temperatura de salida del fluido frío (°C) = 13.82°C
- Delta de presión = 68.95 kPa
- Duty = -9.757e+006 kJ/h

❖ **Calentador (E-100)**

En el calentador E-100 se eleva la temperatura del gas metano frío, proveniente del intercambiador de calor I-100, a fin de obtener las condiciones de temperatura requeridas para el proceso de gas síntesis.

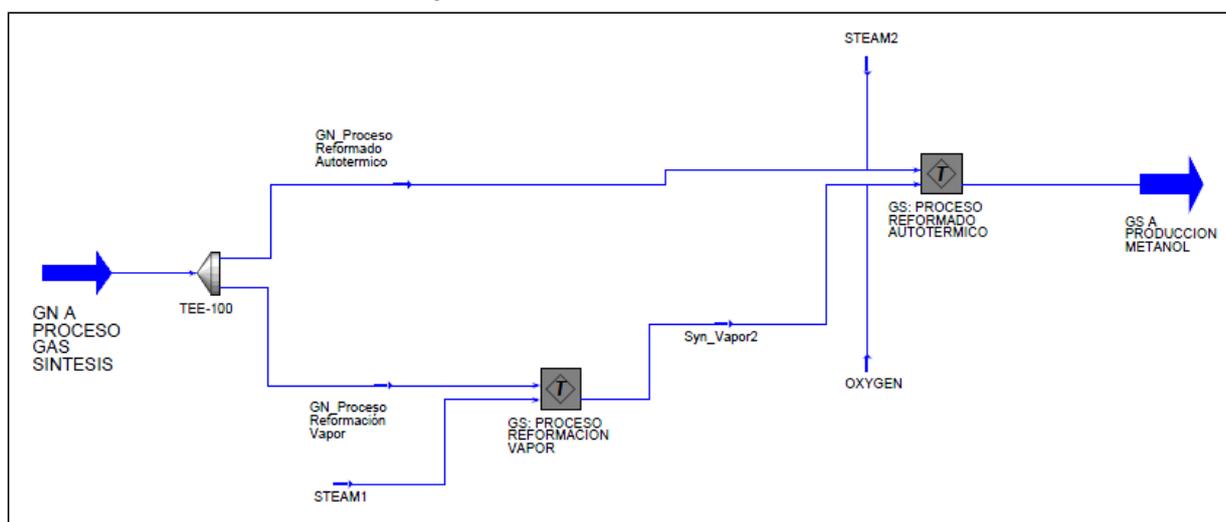
Condiciones:

- t_{A1} : temperatura de entrada del fluido frio ($^{\circ}\text{C}$) = 13.82 $^{\circ}\text{C}$
- t_{A2} : temperatura de salida del fluido frio ($^{\circ}\text{C}$) = 250.0 $^{\circ}\text{C}$
- Duty = 1.988e+007 kJ/h

(b) Gas de Síntesis

En el GRAFICO VIII-3 se muestra el esquema de obtención del gas de síntesis

GRAFICO VIII-3. Esquema del Proceso de Obtención del Gas de Síntesis



Fuente: Elaboración Propia.

❖ Separador (TEE-100)

En el separador TEE-100, el gas metano proveniente del calentador E-100, es dividido en dos corrientes: un 40% (GN_Proceso de Reformado con Vapor) es enviado para obtener en una primera fase gas de síntesis y el otro 60% (GN_Proceso de Reformado Autotérmico), ambas corrientes se juntan en el mezclador MIX-100.

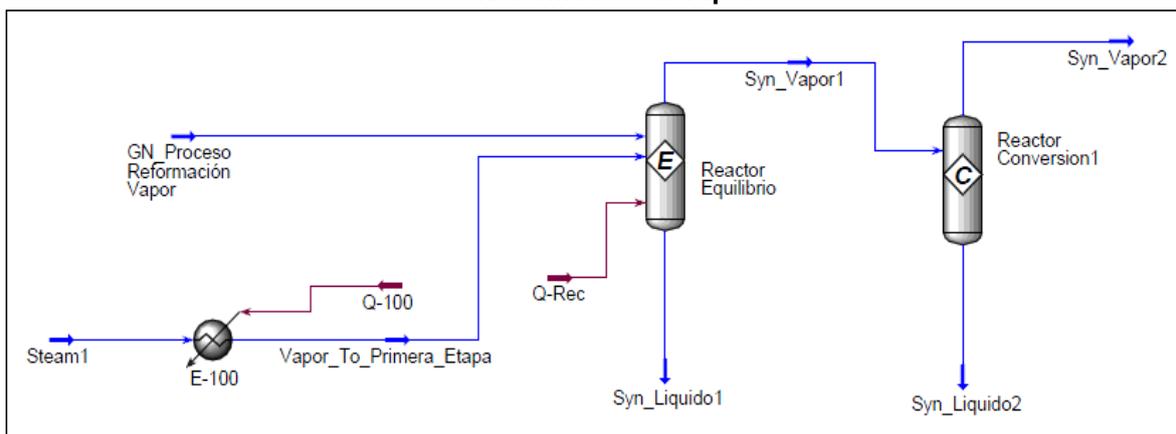
Condiciones:

- Temperatura de la alimentación "gas metano" = 250 $^{\circ}\text{C}$
- Presión de alimentación = 2,431kPa
- Flujo molar de alimentación = 1,960 kgmol/h

GN_Proceso de Reformado Vapor:

En el GRAFICO VIII-4 se muestra el esquema de obtención del gas de síntesis a través del proceso de Reformado con Vapor.

GRAFICO VIII-4. Esquema del Proceso de Obtención del Gas de Síntesis a partir del Reformado con Vapor



Fuente: Elaboración Propia.

❖ **Calentador (E-100)**

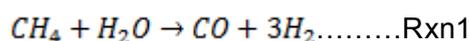
En el calentador E-100 se va a elevar la temperatura del vapor de agua “steam1”, antes de ingresar al Reactor de Equilibrio “SET1”.

Condiciones:

- t_{A1} : temperatura de entrada del vapor de agua (°C) = 251.3°C
- t_{A2} : temperatura de salida del vapor de agua (°C) = 600.0°C
- Duty = 1.435e+008 kJ/h

❖ **Reactor de Equilibrio (SET-1)**

Este reactor tipo equilibrio se incluye con la finalidad de establecer un equilibrio entre el gas metano (GN_Proceso de Reformado Vapor) y el vapor de agua como reaccionantes, y el monóxido de carbono e hidrogeno como producto. La reacción es la siguiente:

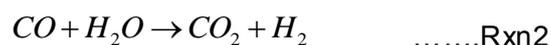


Condiciones:

- Temperatura en el reactor de equilibrio = 800°C
- Presión en el reactor de equilibrio = 2,431kPa

❖ **Reactor de conversión 1 (SET2)**

El reactor de conversión SET2 es alimentado por la corriente "Syn_vapor1" proveniente del reactor de equilibrio SET1, dicha corriente está compuesta básicamente por el metano que no reacciona; dióxido de carbono, monóxido de carbono e hidrógeno producidos. Aquí reaccionan el monóxido de carbono y el vapor de agua. La corriente de salida del reactor es llamada como "Syn_vapor2". La estequiometría de la reacción en el Reformado de Vapor es la siguiente:



Condiciones:

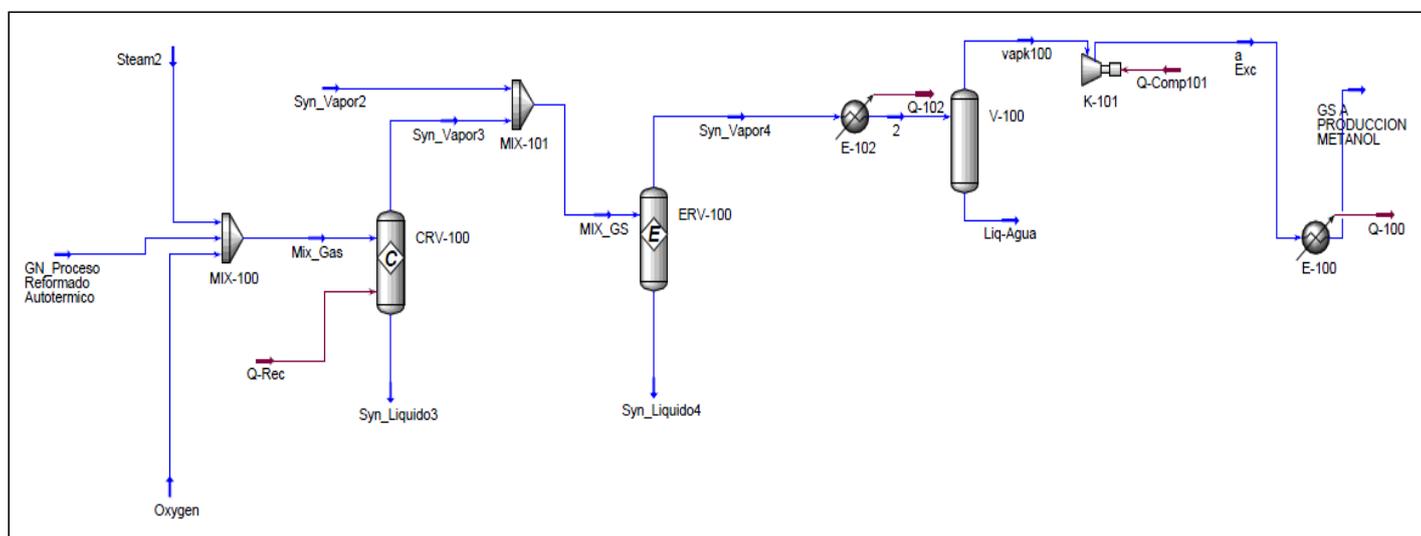
- Temperatura del reactor de conversión = 805.2°C
- Presión del reactor de conversión = 2,431kPa

La relación H₂/CO para el gas de síntesis mediante el proceso de reformado con vapor, obtenida a la salida del reactor SET2 es de 3.45

GN_Proceso de Reformado Autotermico:

En el GRAFICO VIII-5 se muestra el esquema de obtención del gas de síntesis a través del proceso de Reformado Autotérmico.

GRAFICO VIII-5. Esquema del Proceso de Obtención del Gas de Síntesis a partir del Reformado Autotérmico



Fuente: Elaboración Propia.

❖ **Mixer (MIX-100)**

En el mixer “MIX-100” se combina las siguientes corrientes: gas metano (GN_Proceso de Reformado Autotérmico) proveniente del separador TEE-100, corrientes de oxígeno y vapor de agua añadidos al proceso. La corriente de salida del mixer MIX-100 lleva por simbología “MIX_Gas”.

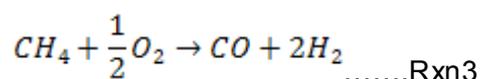
Condiciones:

- Temperatura del producto = 178.8 °C
- Presión del producto = 2,431 kPa
- Flujo molar del producto = 6,876kgmol/h

❖ **Reactor de Conversión CRV-100 (SET3)**

El vapor que se produce en el MIX-100 junto con el oxígeno se añaden al reactor de conversión “SET3”, aquí el metano reacciona con el oxígeno, produciendo monóxido de carbono e hidrógeno. La corriente de salida del reactor es llamada como “Syn_vapor3”.

La reacción de combustión del metano es la siguiente:



Condiciones:

- Temperatura de reactor de conversión = 1,100°C
- Presión del reactor de conversión = 2,431 kPa

❖ **Mixer (MIX-101)**

En el mixer “MIX-101” se combina las siguientes corrientes: el vapor de gas de síntesis (Syn_Vapor2) proveniente de la salida del tope del reactor de conversión “SET2” del proceso de Reformado con Vapor y la corriente “Syn_Vapor3” proveniente del reactor SET3. La corriente de salida del mixer MIX-101 lleva por simbología “MIX_GS”.

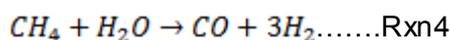
Condiciones:

- Temperatura del producto = 921.2 °C
- Presión del producto = 2,431 kPa

- Flujo molar del producto = 2.085e+004kgmol/h

❖ **Rector de Equilibrio ERV-100 (SET4)**

El cuarto reactor ERV-100 "SET4" es del tipo equilibrio, se incluye para establecer el equilibrio entre metano y el vapor de agua como reaccionantes y el monóxido de carbono y hidrogeno como producto. La corriente de salida del reactor es llamada como "Syn_vapor4". La reacción es la siguiente:



Condiciones:

- Temperatura de reactor de equilibrio = 918.2°C
- Presión del reactor de equilibrio = 2,431 kPa

La relación H₂/CO para el gas de síntesis mediante el proceso de reformado con vapor, obtenida a la salida del reactor SET4 es de 2.54.

❖ **Enfriador (E-101)**

El enfriador, es un intercambiador de calor en el cual el gas de síntesis proveniente del cuarto reactor "Syn_Vapor4" es enfriado, a fin de obtener las condiciones requeridas para la síntesis de metanol. La corriente de salida se llamada "Syn_Vapor4_Out".

Condiciones:

- T_{A1}: temperatura de entrada del fluido caliente = 918.2°C
- T_{A2}: temperatura de salida del fluido caliente = 100 °C
- Duty = 1.089e+009 kJ/h

❖ **Separador (V-100)**

Es un separador vertical bifásico, donde la separación se produce por medio de la gravedad. En esta configuración el flujo de entrada es la corriente de gas de síntesis proveniente de los reactores, en la parte superior se obtiene los componentes de gas de síntesis y por el fondo el vapor de agua.

Condiciones:

- Temperatura entrada del Gas Natural = 100 °C
- Presión = 2,331 kPa
- Flujo Molar = 2,087 e+004 kgmol/hr
- Porcentaje de recuperación de líquidos = 50%

❖ **Compresor (K-101)**

En el compresor K-101 se aumenta la presión de la corriente de salida del gas de síntesis "Syn_Vapor4_Out" proveniente del separador V-100.

Condiciones:

- Presión de entrada en el compresor = 2,331kPa
- Presión de salida en el compresor = 6,000kPa
- Flujo molar = 9,132 kgmol/h
- Delta Temperatura = 150.7 °C

❖ **Enfriador (E-100)**

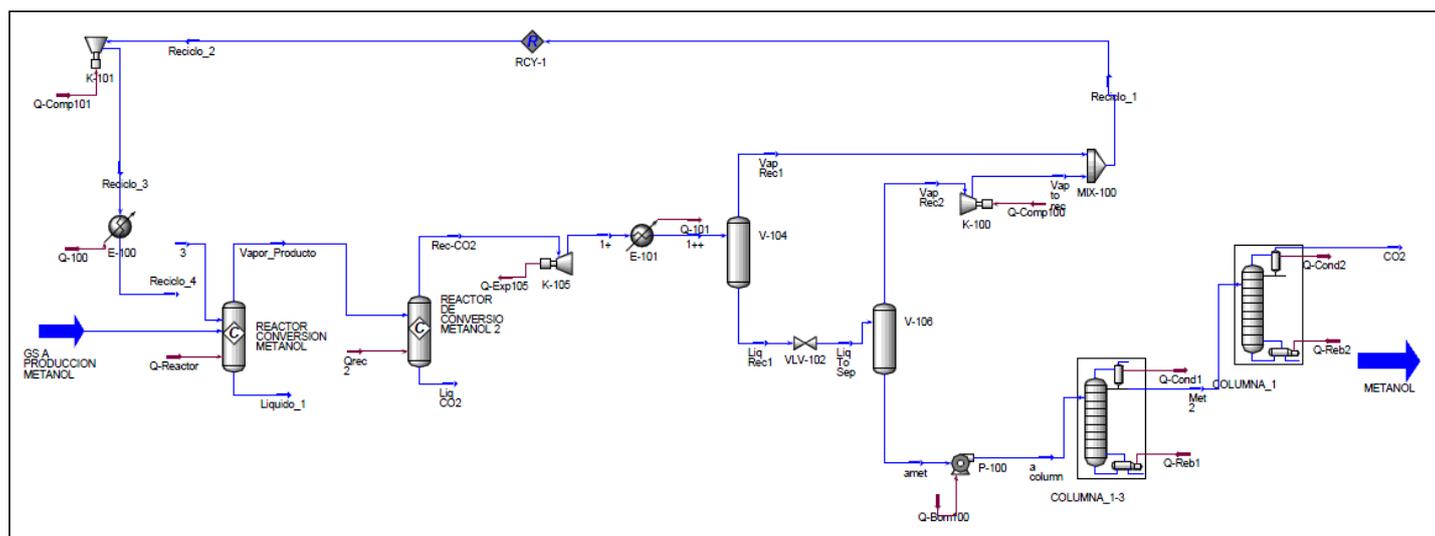
El enfriador, es un intercambiador de calor en el cual se enfría el gas de síntesis proveniente del compresor K-101 (Gas_Sintesis), a fin de obtener las condiciones de requeridas para la síntesis de metanol. La corriente de salida del compresor es llamada como "GS a Producción Metanol".

Condiciones:

- T_{A1} : temperatura de entrada del fluido caliente = 250.7°C
- T_{A2} : temperatura de salida del fluido caliente = 250 °C
- Duty = 1.919e+005 kJ/h

(c) Síntesis del Metanol

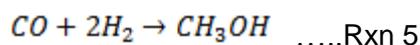
GRAFICO VIII-6. Esquema de la Síntesis de Metanol



Fuente: Elaboración Propia.

❖ **Reactor de Conversión Metanol (SET5)**

El reactor de metanol es del tipo de conversión, es alimentado por el gas de síntesis “GS a Producción Metanol” proveniente del enfriador E-100 y los gases que no reaccionan en el reactor provenientes del enfriador E-100 “Reciclo_4”, reaccionando para producir metanol. La corriente de salida del tope es llamada como “Vapor_Producto”. La reacción es la siguiente:

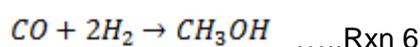


Condiciones:

- Temperatura en el reactor de conversión = 250°C
- Presión en el reactor de conversión = 6,000kPa

❖ **Reactor de Conversión Metanol 2 (SET6)**

El reactor de metanol es del tipo de conversión, es alimentado por la corriente “Vapor_Producto” proveniente del reactor de metanol, reaccionando para producir metanol. La corriente de salida del tope es llamada como “Vapor_Producto2”. La reacción es la siguiente:



Condiciones:

- Temperatura en el reactor de conversión = 250°C
- Presión en el reactor de conversión = 6,000kPa

❖ **Expansor (k105)**

En el expansor k105 se disminuye la presión del vapor producido “Vapor_Producto2” en el reactor SET6, a fin de conseguir una separación del metanol y condensables para ser enviado a la destilador flash. La corriente de salida es llamada “Vapor_Producto2_Out”.

Condiciones:

- Presión de entrada en el expansor = 6,000kPa
- Presión de salida en el expansor = 4,900kPa
- Flujo molar = 9,024 kgmol/h
- Delta Temperatura = -18.72°C

❖ **Enfriador (E-101)**

El enfriador, es un intercambiador de calor en el cual se enfría la corriente “Vapor_Producto2_Out” proveniente del expansor K-105, a fin de obtener las condiciones de requeridas para la obtención de metanol. La corriente de salida del expansor es llamada como “Vapor_Metanol1”.

Condiciones:

- T_{A1} : temperatura de entrada del fluido caliente = 231.3°C
- T_{A2} : temperatura de salida del fluido caliente = 15 °C
- Duty = 1.603e+008 kJ/h

❖ **Destilación Flash 1 (Separador V104)**

Consiste de una primera operación de separación por gravedad mediante la recuperación de los líquidos obtenidos en el expansor k105. Se producen dos corrientes: la del tope es llamada “Vap_Reciclo_1” y la del fondo “Liq_Producto1”.

Condiciones:

- Temperatura = 15°C
- Presión = 4,600kPa
- Porcentaje de recuperación de líquidos = 50%
- Flujo molar de la carga de alimentación = 9,024 kgmol/h
- Flujo molar de Reciclo1 = 6,742 kgmol/h
- Flujo molar de Producto1 = 2,282 kgmol/h

❖ **Destilación Flash 2 (Separador V106)**

Consiste de una operación de separación por gravedad mediante la recuperación de los líquidos obtenidos en el destilador flash1. Se producen dos corrientes: la del tope es llamada "Vap_Reciclo2" y la del fondo "Liq_Producto2".

Condiciones:

- Temperatura = 16.33°C
- Presión = 200kPa
- Porcentaje de recuperación de líquidos = 50%
- Flujo molar de la carga de alimentación = 2,282 kgmol/h
- Flujo molar Reciclo2 = 29.68kgmol/h
- Flujo molar Producto2 = 2,252 kgmol/h

❖ **Compresor (K-100)**

Los vapores no condensados provenientes del destilador flash2 son enviados a un compresor K-100 a fin de reinyectarlos al reciclo del reactor de metanol. La corriente de salida es llamada "Vap_Reciclo2_Out".

Condiciones:

- Presión de entrada en el compresor = 200kPa
- Presión de salida en el compresor = 4,600kPa
- Flujo molar = 29.68 kgmol/h

- Delta Temperatura = 429.8°C

❖ **Mixer (MIX-100)**

En el mixer “MIX-100” se combina las siguientes corrientes: el vapor de gases no reaccionantes “Vap_Reciclo1” proveniente de la salida del tope del destilador flash1 y la corriente “Vap_Reciclo2” proveniente del destilador flash2. La corriente de salida del mixer MIX-100 lleva por simbología “Reciclo1”.

Condiciones:

- Temperatura del producto = 17.18 °C
- Presión del producto = 4,600 kPa
- Flujo molar del producto = 6,772 kgmol/h

❖ **Compresor (K101)**

Los vapores de gases no reaccionantes provenientes de la corriente “Reciclo1” son enviados a un compresor K101 a fin de reinyectarlos al reciclo del reactor de metanol. La corriente de salida es llamada “Reciclo3”.

Condiciones:

- Presión de entrada en el compresor = 4,600 kPa
- Presión de salida en el compresor = 6,000 kPa
- Flujo molar = 6,772 kgmol/h
- Delta Temperatura = 30.38°C

❖ **Calentador (E-100)**

En el calentador E-100 se va a elevar la temperatura de la corriente “Reciclo 3”, antes de ingresar al reactor de metanol “SET5”.

Condiciones:

- t_{A1} : temperatura de entrada del vapor de agua (°C) = 47.55 °C
- t_{A2} : temperatura de salida del vapor de agua (°C) = 250 °C

- Duty = 4.287e+007 kJ/h

❖ **Bomba (P-100)**

En la bomba P-100 se levanta la presión del fluido líquido proveniente de la separación (Destilación Flash2) a fin de obtener la presión requerida en la columna de destilación.

La corriente de salida es llamada "a columnm".

Condiciones:

- Presión de Entrada = 220 kPa
- Presión de Salida = 250 kPa

❖ **Columnas de Destilación**

Para el proceso de destilación de metanol se utilizó en la simulación de HYSYS dos columnas de destilación por platos (bandejas) en serie, donde se separa el metanol por el tope y agua por el fondo.

Condiciones:

	Columna 1	Columna 2
Número de etapas teóricas	20	15
Plato de alimentación	10	4
Tipo de condensador	Total	Reflujo Total
Presión en el condensador (kPa)	200	180
Presión en el rehervidor (kPa)	250	200
Temperatura de entrada (°C)	16.34	46.67
Temperatura de salida tope (°C)	46.67	-80.92
Temperatura de salida fondo (°C)	127.4	84.98

8.4 Resultados de la Simulación de la Tecnología Seleccionada

En este ítem se presenta los resultados de la Simulación del Proceso de Obtención de Metanol. Cabe aclarar, que en el proceso de simulación para la obtención del gas de síntesis se está considerando el Reformado Combinado (Reformado con Vapor y Reformado Autotérmico), logrando optimizar el proceso de obtención de metanol.

CUADRO VIII.1. Resultados de la Simulación del Proceso de Metanol

Parámetros	Unidades	Corriente						
		Gas Natural	Gas para Síntesis	Reciclo a Producción Metanol	Gas a Producción Metanol	Metanol	Agua_Zona Autotérmico	Agua_Zona Metanol
Peso Molecular		17	16	23	15	32	18	18
Presión	bar	40	24	46	60	2	23	3
Temperatura	°C	15	250	17.18	250	85	100	127
Flujo molar	kgmol/h	2,988	1,960	6,772	9,132	1,807	11,740	438
Densidad Molar	kgmol/m ³	1.848	0.5597	1.94	1.361	22.46	52.66	51
Densidad Másica	kg/m ³	31	9	44	21	719	949	924
Flujo Volumétrico Actual	m ³ /h	1,616	3,502	3,490	6,709	80	223	9
Entalpía Másica	kJ/kg	-4,527	-3,885	-475	-1,961	-7,335	-15,560	-15,440
Entropía Másica	kJ/kg-C	8.983	10.95	5.001	8.474	1.182	3.953	4
Flujo de gas estándar	STD_m ³ /h	70,650	46,340	160,100	215,900	47,220	277,600	10,360
Flujo de líquido estándar	STD_m ³ /h					72.66	208.4	7.8
Fracción molar por componente								
Metano		0.9508	0.9693	0.0027	0.0010	0.0000		
Etano		0.0214	0.0005	0.0003	0.0001			
Propano		0.0029	0.0000					
n-Butano		0.0011						
n-Pentano		0.0004						
n-hexano		0.0001						
Nitrógeno		0.0194	0.0296	0.0171	0.0063		0.0000	
CO ₂		0.0039	0.0006	0.0202	0.0083		0.0000	
CO				0.0141	0.1988		0.0000	
H ₂				0.3147	0.5043		0.0001	
O ₂				14.7psia	0.2331		0.0001	
H ₂ O				0.0001	0.0480	0.0006	0.9998	0.9999
Metanol				0.0024		0.9994		0.0001

En el CUADRO VIII.1 se muestra la producción de metanol que se obtiene como resultado de la simulación, considerando un ingreso de gas natural a condiciones estándar de 70,650m³/h (60 MMPCD) es de 72.66m³/h, la equivalencia del metanol en TM/día.

- Densidad de Masa Líquida = 796.5 kg/m³
- Producción de Metanol = 1,389 TM/día = 472,249 TM/año

8.5 Estimación de la energía eléctrica requerida para la planta de metanol simulada

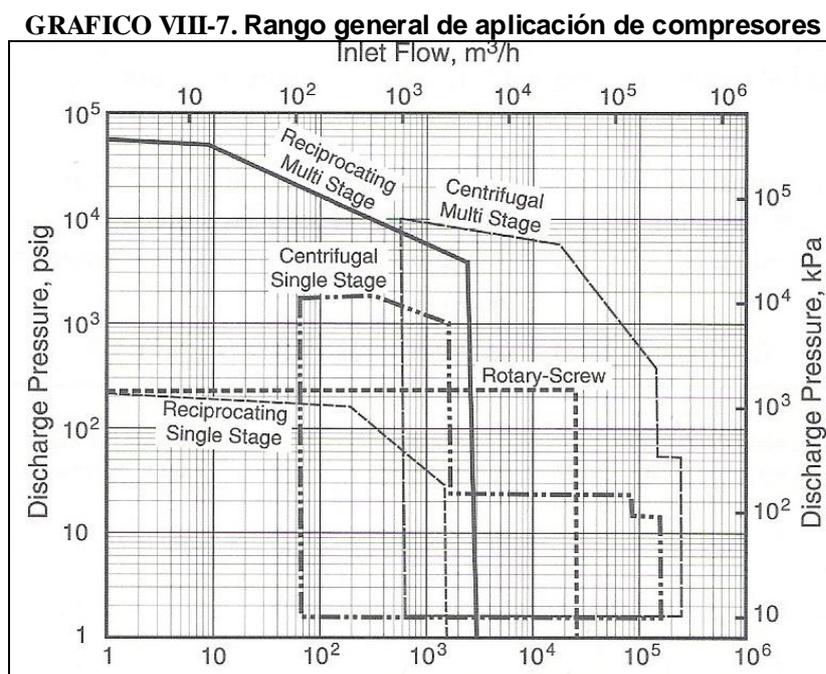
Producto de la simulación se realizó una estimación del consumo de electricidad que podría ser requerido en una planta de metanol, siendo los principales equipos demandantes de energía los siguientes:

- Compresor K-100 (Proceso de Reformado autotérmico).
- Expansor K-105 (Producción de metanol).
- Compresor K-100 (Producción de metanol).
- Bomba P-100 (Producción de metanol).
- Compresor K-101 (Producción de metanol).

Para dimensionar los equipos mencionados líneas arriba se uso como referencia el libro “Gas Conditioning and processing – Volumen 2: The Equipment Modules”.

a. Compresor K-101 (Proceso de Reformado autotérmico).

A fin de seleccionar el tipo de compresor requerido se utilizó el GRAFICO VIII-7



Datos:

- Flujo actual (ACFM) = 270.9 m³/h
- Presión de descarga = 6,000 kPa

Los tipos de compresores que podrían ser usados son: Centrifugo de una sola etapa o Reciprocante multietapas. Es recomendable considerar el uso de compresores centrífugos puesto que resulta más económico.

- **Número de etapas:**

La ecuación VIII.4 indicada en el libro “Gas Conditioning and processing” fue aplicada para determinar el número de etapas. Dicha ecuación es la relación de compresión, según indica el libro en la práctica este valor no debe ser mayor 3.

$$R = \left(\frac{P_D}{P_1} \right)^{1/n} \quad (\text{Ec. VIII.4})$$

Donde:

- P_D = Presión de descarga
- P_1 = Presión de succión
- n = Número de etapas requerida

Cuando se tienen muchas etapas de compresión, es necesario considerar entre cada interetapa un cooler y un scrubber a fin conseguir el enfriamiento del gas y posteriormente coleccionar los líquidos formados por el enfriamiento. La caída de presión no debe exceder los 35-70kPa.

Aplicando la ecuación 6.4 para el compresor K-101 se obtiene:

Datos:

P_D =	6,000 kPa
P_1 =	2,331 kPa
n =	1

Entonces: $R = 2.57$

- **Potencia requerida por número de etapas:**

La ecuación VIII.5 indicada en el libro “Gas Conditioning and processing” fue aplicada para determinar la potencia requerida por etapas:

$$Power (Stage) = \left(\frac{A}{E}\right) \left(\frac{k}{k-1}\right) (q) \left(\frac{P_s}{T_s}\right) (T_1) \left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] (Z_a) \quad (\text{Ec. VIII.5})$$

Donde:

	SI
Power(Stage) =	kW
A= Factor de conversión	11.57
T ₁ = Temperatura de entrada	K
P _s = Presión estándar	kPa
T _s = Temperatura estándar	K
q = Flujo de gas	10 ⁶ std m ³ /d
k = C _p / C _v	-
Z _a = (Z ₁ + Z ₂)/2	-
E = Eficiencia	-

Aplicando la ecuación VIII.5 para el compresor K-101 se obtiene:

Datos:

	Entrada	Salida
P (kPa)	2,331	6,000
T (°C)	100	
Flujo de gas=	5.1816	10 ⁶ m ³ /d
Z _a =	0.9893	
k =	1.411	
Eficiencia =	0.85	

Entonces: P= 9.96 MW

- **Temperatura de salida del compresor:**

La ecuación VIII.6 indicada en el libro "Gas Conditioning and processing" fue aplicada para determinar la temperatura de salida del compresor:

$$T_D = T_1 \left[1 + \frac{\left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} \right]}{E_{isen}} \right] \quad (\text{Ec. VIII.6})$$

Donde:

	SI
T _D =	K
T ₁ = Temperatura de entrada	K
P ₂ = Presión de descarga	kPa
P ₁ = Presión de entrada	kPa
k = C _p / C _v	-
E _{isen} = Eficiencia isoentrópica	-
	Compresores centrífugos (0.65-0.80)
	Compresores reciprocantes (0.7-0.75)

Aplicando la ecuación VIII.6 para el compresor K-100 se obtiene T_D= 142 °C

b. Expansor K-105 (Producción de metanol)

Se aplicó la ecuación VIII.5 para determinar la potencia requerida por el expansor K-105.

Datos:

	Entrada	Salida
P (kPa)	6,000	4,900
T (°C)	100	
Flujo de gas=	5.1216	$10^6 \text{ m}^3/\text{d}$
Za =	0.9878	
k =	1.347	
Eficiencia =	0.85	

Entonces: $P = 1.78 \text{ MW}$

c. Compresor K-100 (Producción de metanol)

- **Tipo de compresor:**

Datos:

- Flujo actual (ACFM) = $6,469 \text{ m}^3/\text{h}$
- Presión de descarga = $4,900 \text{ kPa}$

El tipo de compresor que podría ser usado es Centrífugo multietapas.

- **Número de etapas:**

Aplicando la ecuación VIII.4

Datos:

$P_D =$	4,900 kPa
$P_1 =$	220 kPa
n =	3

Entonces: $R = 2.75$

- **Potencia requerida por número de etapas:**

Aplicando la ecuación VIII.5 para el compresor K-100 se obtiene:

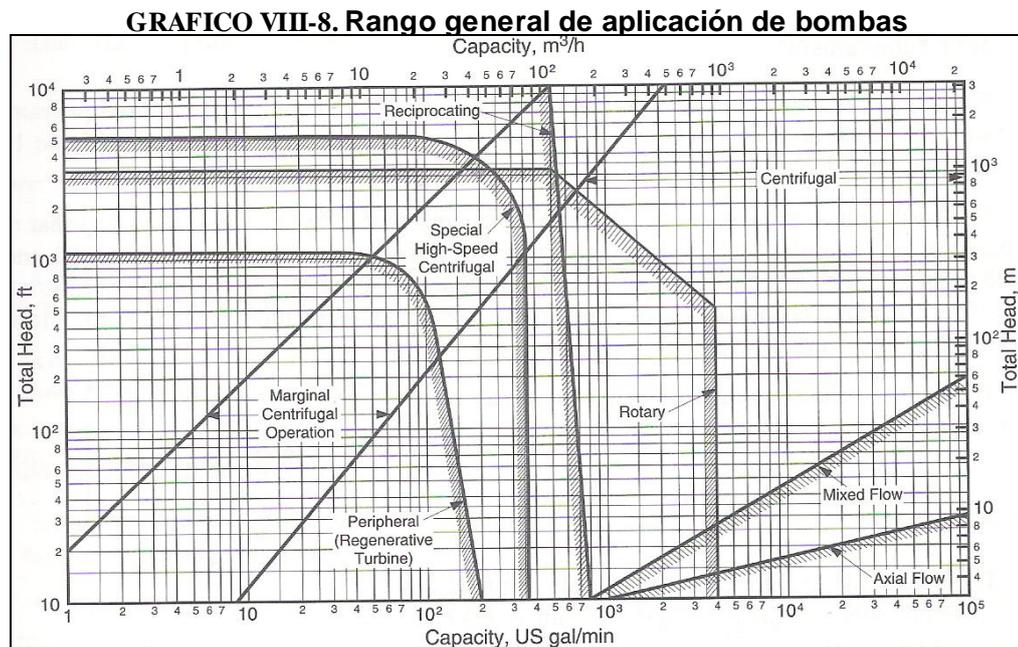
Datos:

	Primera Etapa		Segunda Etapa		Tercera Etapa	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida
P (kPa)	220	606	606	1,670	1,670	4,6006,000
T (°C)	100		100		100	
Flujo de gas=	0.0258	10 ⁶ m ³ /d	0.0169	10 ⁶ m ³ /d	0.0169	10 ⁶ m ³ /d
Za =	0.9966		0.9944		0.9861	
k =	1.370		1.352		1.369	
Eficiencia =	0.85		0.85		0.85	

Entonces: P= 74.96 kW

d. Bomba P-100 (Producción de metanol).

A fin de seleccionar el tipo de bomba requerido se utilizó el GRAFICO VIII-8



Fuente: Gas Conditioning and processing – Fig 14.1

Se requiere determinar el flujo actual y el head de la bomba:

- Flujo actual = 80.85 m³/h
- Determinando el head:

$$\Delta P = A \gamma H \quad (\text{Ec. VIII.7})$$

Donde:

ΔP =	Presión de entrada-salida	Métrico
γ =	Gravedad específica del líquido	kPa
H =	Head de la bomba	-
A =	Factor de conversión	M
		9.81

Aplicando la ecuación VIII.7 para determinar el head de la bomba P-100 se obtiene:

Datos:

Pentrada=	220	kPa
Psalida=	250	kPa
Gravedad especifica=	0.8173	

Entonces: $H = 3.74\text{m}$

Por lo tanto, el tipo de bomba que resulta al observar la GRAFICO VIII-8 es: centrífugo.

- **Potencia de la bomba:**

La ecuación VIII.8 indicada en el libro “Gas Conditioning and processing” fue aplicada para determinar la potencia de la bomba:

$$P = \frac{A q (P_2 - P_1)}{E} \quad (\text{Ec. VIII.8})$$

Donde:

Power(Stage) =	<u>SI</u>
A= Factor de conversión	kW
T ₁ = Temperatura de entrada	11.57
P _s = Presión estándar	K
T _s = Temperatura estándar	kPa
q = Flujo de gas	K
k = C _p / C _v	10 ⁶ std m ³ /d
Z _a = (Z ₁ + Z ₂)/2	-
E = Eficiencia	-

Aplicando la ecuación VIII.8 en la bomba P- 100 se obtiene:

Datos:

Eficiencia =	75%	
q=	0.0225	m ³ /s

Entonces: $P = 0.89\text{kW}$

e. Compresor K-101 (Producción de metanol).

- Tipo de compresor

Datos:

- Flujo actual (ACFM) = 3,490 m³/h
- Presión de descarga = 6,000 kPa

El tipo de compresor que podrían usarse es Centrífugo multietapas.

- **Número de etapas:**

Aplicando la ecuación VIII.4

Datos:

$P_D =$	6,000 kPa
$P_1 =$	4,600 kPa
$n =$	1

Entonces: $R = 1.30$

- **Potencia requerida por número de etapas:**

Aplicando la ecuación VIII.5 para el compresor K-101 se obtiene:

Datos:

	Entrada	Salida
P (kPa)	4,600	6,000
T (°C)	100	
Flujo de gas=	3.8424	$10^6 \text{ m}^3/\text{d}$
$Z_a =$	0.9861	
$k =$	1.469	
Eficiencia =	0.85	

Entonces: $P = 1.46 \text{ MW}$

Por lo tanto, la potencia que requeriría la planta de producción de metanol simulada es de 9.72 MW y la energía eléctrica anual estimada es de 63,450.16 MWh.

Adicionalmente se procedió a determinar el dimensionamiento de otros equipos usados en el proceso de obtención de metanol (ver Anexo 1).

8.6 Estimación de Emisiones de CO₂ provenientes de la energía eléctrica consumida en la planta de metanol simulada

La estimación de emisiones de CO₂ provenientes del consumo de electricidad en el proceso de metanol, se consideró la instalación de una planta térmica con turbina a vapor para la generación de electricidad. Para determinar el calor real de la caldera se estimó de la siguiente forma:

Solo se usa del calor generado un 40% para consumo de energía (TJ/año)	228.28
Suministro calor usado en la caldera (TJ/año)	570.69
Eficiencia de la caldera	85%
Suministro calor real de la caldera (TJ/año)	671.40

Para generar el calor real de la caldera se consideró que el combustible a usarse en la planta de metanol podría ser gas natural por la disponibilidad de la materia prima, resultando una cantidad de 2.0MMPCD de gas natural.

Las emisiones de CO₂ del proyecto se aplicaron.

Calor generado	671.40	TJ/año
Factor de emisión del gas natural	54,300	Kg/TJ
Emisiones CO₂	36,457.23	tCO ₂ /año

Es preciso indicar, que es posible considerar la instalación de una planta de cogeneración, lo cual optimizaría el uso de energía. La presente tesis no lo considera pero lo recomienda en caso de futuras tesis.

8.7 Balance Energético de las corrientes de energía obtenidas en la simulación del proceso de metanol

En el CUADRO VIII.2 se muestra un balance energético producto de los resultados de la simulación, solo incluye los equipos que producen energía calórica.

CUADRO VIII.2. Balance Energético Simulación de Metanol

Zona	Q Reactor	Q-intercambiadores	Q-columna-reb	Q-columna-cond
Producción de Separación de gases		-19.89	4.79	-14.23
Producción de Gas Síntesis	531.02	-945.54		
Producción de Metanol	-182.56	-117.34	1,787.89	-1,768.02
Total (GJ/h)	348.46	-1,082.77	1,792.68	-1,782.25

Del cuadro se puede concluir que es preciso considerar una estrategia de integración energética en la simulación del proceso de metanol a fin de recuperar el calor residual en el más alto nivel en sistemas de vapor motriz para los requerimientos de energía

minimizando así la quema de combustible adicional, lo cual podría ser recomendable considerarlo en futuras tesis.

A continuación se detallan algunos usos que se podrían dar a la energía calórica que se muestra en el CUADRO VIII.2 producto de los resultados de la simulación:

- Calentar la corriente de agua de salida que se obtiene en las zonas de reformado autotérmico y zona producción de metanol, a fin de reutilizarlo como vapor de proceso requerido para la reacción de gas de síntesis (Anexo 2).
- Optimizar la energía que se obtiene en los reactores, intercambiadores y reboilers a fin de calentar algunas de las corrientes del proceso.
- Utilizar parte de la energía obtenida en los condensadores para generar electricidad, calentando el agua en vapor de agua y así accionando una turbina de vapor.

IX. EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA PLANTA DE METANOL Y ANÁLISIS ECONOMICO

9.1 Análisis de los resultados obtenidos en la simulación versus la disponibilidad de gas natural en el Perú y lo establecido en la tecnología seleccionada.

En este ítem se comparará algunos resultados experimentales obtenidos como resultado de la simulación del proceso de metanol y otros procedentes de varias referencias.

La disponibilidad de gas natural en el país para la industria Petroquímica se encuentra entre 50 a 70 MMPCD, considerando solo el Gas de Camisea, esto es según lo publicado por el Ministerio de Energía y Minas y la empresa Pluspetrol. Por tal motivo, para la presente tesis se está considerando como ingreso de materia prima “gas natural” 60MMPCD.

Por otro lado, se tiene información sobre la Planta III de Metanol perteneciente a la empresa Methanex ubicada en Chile, cuya capacidad de producción de metanol es de 2,800 TM/día y usa como materia prima “gas natural” 103 MMPCD. Si los valores mencionados anteriormente se usaran como base para determinar la capacidad de producción de una planta de metanol en la cual se utilizaría 60MMPCD de gas natural, esta sería aproximadamente 1,637TM/día. El mismo valor de gas natural (60 MMPCD), fue considerado en la simulación del proceso de producción de metanol usando la tecnología de Lurgi Reformado Combinado, obteniendo como resultados que para dicha cantidad de materia prima se produciría 1,389 TM/día.

Por tal motivo a efectos de realizar una evaluación económica y ser realistas con los resultados de producción de metanol, se utilizará como base la capacidad de producción de metanol obtenida de los resultados de la simulación.

9.2 Inversión de la Planta de Metanol Simulada

9.2.1 Inversión de una Planta de Metanol

La determinación de la inversión de una planta de metanol, se realizó en base a lo establecido en el libro “L’Evaluation Des Avant Projets” del Instituto Francés de Petróleo.

Cálculo de la Inversión Total

Producción de Metanol:

$$\text{Metanol} = 474,741 \text{ TM/año} = 1,389 \text{ TM/día}$$

Datos:

Stream factor:	340 días/año
Vida del proyecto:	10 Años
Precio total del gas:	3.21 US\$/MMBTU
Factor de Localización (FL):	1.2

El cálculo de la inversión total se realizó en base a la siguiente fórmula:

$$I_B = I_A * \left(\frac{C_B}{C_A} \right)^f * \left(\frac{I_{2008}}{I_{1999}} \right)$$

Los valores de inversión para el I_A fueron tomados como fuente de la Planta III perteneciente a Metahanex ubicada en Chile, la cual usa la tecnología Lurgi, donde se procesa 103 MMPCD de gas natural a fin de producir 2,800 TM/día, con una inversión de 300 MMUS\$. Asimismo, los indicadores de los índices de costo de planta publicados por la revista Chemical Engineering son: $I_{2008} = 575.4$ y $I_{1999} = 390.6$ (Anexo 3). Por lo tanto para una planta de metanol de 1,389 TM/día aplicando la fórmula se obtuvo una inversión de:

$$I_B = 300 * (1,389/2800)^{0.83} * (575.4/390.6) = 247 \text{ MMUS\$}$$

Determinación de los costos totales

Cálculo de los Costos operativos y materia prima

Para determinar el costo operativo de la planta de metanol, se tomo como base el Handbook de Refinación Tabla 15.1.4 -Anexo, donde se indica que para una planta de

metanol de capacidad de producción de 5,309TM/día el costo operativo es de 78 MMUS\$/año. Por lo tanto para una planta de metanol de 1,389 TM/día se tendría como costo operativo aproximado un valor de 20.41MMUS\$/año.

Para determinar el costo de la materia prima (gas natural), se tomo como precio de referencia el valor de 3.21US\$/MMBTU, obteniendo un valor de 65.49MMUS\$/año.

Total costo operativo = Costo operativo + Materia Prima

Total costo Operativo = 85.90MMUS\$/año

Cálculo de los Costos fijos

- Tasas y seguros = $0.02 * (I_1 + I_2) = 2.61 \text{ MMUS\$}$
- Gastos generales = $0.01 * (I_1 + I_2) = 1.30 \text{ MMUS\$}$
- Mantenimiento = $0.03 * (I_1 + I_2) = 2.61 \text{ MMUS\$}$

La determinación del valor de $(I_1 + I_2)$ es de 130.48 MMUS\$, el cálculo de estos valores se muestra en el Anexo 3. Por lo tanto, el valor del costo fijo es:

Total Costo Fijo = Tasa seguros + gastos generales + mantenimiento
= 7.83 MMUS\$/año

Cálculo de los Costos Totales

Costos Operativos + Costos Fijos = 93.72 MMUS\$

9.2.2 Indicadores de Evaluación

Se desarrollaron los siguientes indicadores:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Periodo de recuperación (PAYOUT)

Tasa de Descuento

Se consideró el valor determinado por el Ministerio de Economía en el país para inversiones privadas, siendo dicho valor de 12 %.

Valor Actual Neto (VAN)

Relaciona el monto de inversión inicial con el flujo de ganancias que el proyecto genere durante el tiempo estimado, en el presente caso 10 años. A fin de considerar viable el proyecto el VAN debe ser mayor a cero.

$$VAN = INV + \frac{U_1}{(1+i)^1} + \frac{U_2}{(1+i)^2} + \dots + \dots + \frac{U_{20}}{(1+i)^{20}}$$

Donde:

INV = Inversión Inicial
 U₁ = Flujo del 1^{er} año
 U₂ = Flujo del 2^{do} año

 U₂₀ = Flujo del 20^{avo} año
 i = Tasa de descuento

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa que permite igualar a cero el valor actual de flujo de ganancias futuras con la inversión inicial, obteniéndose la rentabilidad de la inversión del proyecto. A fin de considerar viable el proyecto el TIR deberá ser mayor que la Tasa de descuento considerada para los proyectos de inversión estándar del país o el rubro considerado.

Periodo de Recuperación (PAYOUT)

Este indicador nos señala el tiempo en que se recuperará la inversión, expresado en función de años.

$$PAYOUT = \frac{SUM}{INV}$$

Donde:

SUM = U₁ + U₂ + (la suma prosigue hasta conseguir cubrir la inversión)

9.2.3 Determinación del Flujo de Caja

- Inversión inicial = 248 MMUS\$
- Vida útil del proyecto= 10 años
- Depreciación = 13.05 MMUS\$
- Ingreso por ventas de metanol:
 - Precio de metanol = 450 US\$/TM
 - Ingreso por Venta de metanol = 213 MMUS\$/año
- Tasa de descuento = 12%

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingreso:		212.51	212.51	212.51	212.51	212.51	212.51	212.51	212.51	212.51	212.51
Egreso:											
Egreso por producción		93.72	93.72	93.72	93.72	93.72	93.72	93.72	93.72	93.72	93.72
Depreciación		13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05
Utilidad Bruta (A) :											
Ingreso-Egreso		105.74	105.74	105.74	105.74	105.74	105.74	105.74	105.74	105.74	105.74
Impuesto a la Renta (B) :											
30%Utilidad Bruta		31.72	31.72	31.72	31.72	31.72	31.72	31.72	31.72	31.72	31.72
Utilidad Neta:											
A - B =		74.02	74.02	74.02	74.02	74.02	74.02	74.02	74.02	74.02	74.02
Depreciación:		13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05	13.05
Inversión Inicial:	247										
FLUJO DE CAJA	-247	87									

- VAN = 245
- TIR = 33%
- PAYOUT = 2 años y 10 meses

Año	Inversión	Flujo de Fondos	Inversión No Recuperada
0	247		-247
1		87	-160
2		87	-73
3		87	14
4		87	101

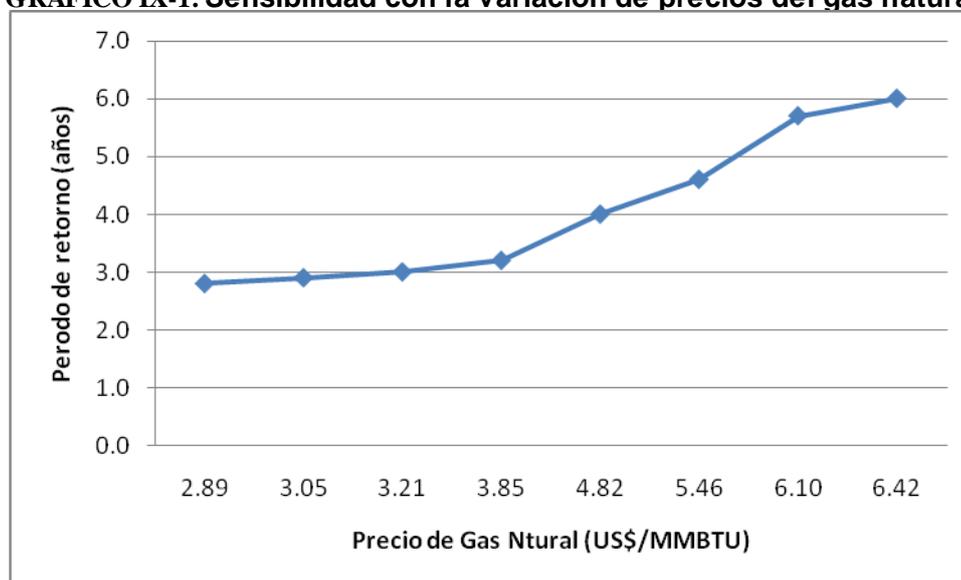
9.2.4 Análisis de Sensibilidad

Se realizaron análisis de sensibilidad con la variación del precio del gas natural y variación del precio de venta del metanol obteniendo los siguientes resultados:

CUADRO IX.1. Sensibilidad con la variación de precios del gas natural

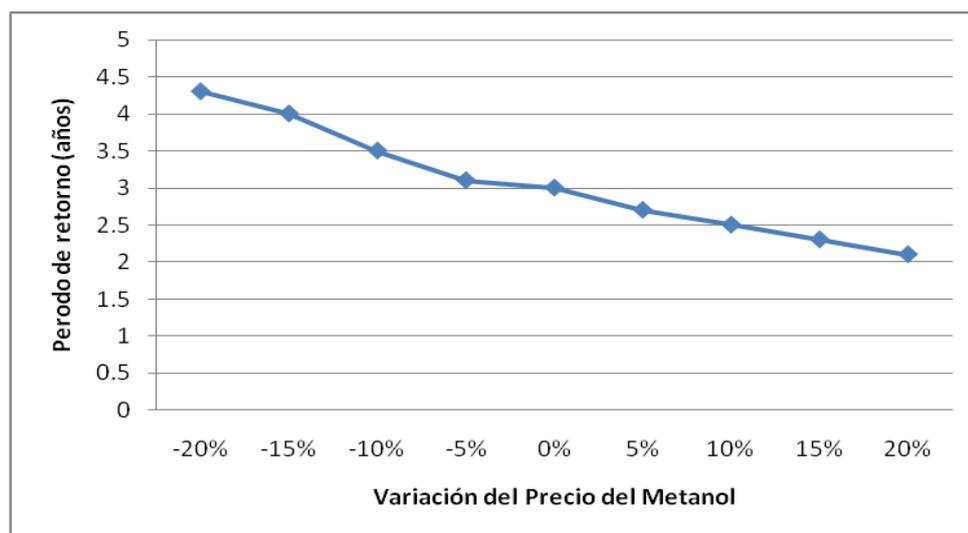
Precio de Gas Natural	Payout	TIR
2.89	2 años y 8 meses	35%
3.05	2 años y 9 meses	34%
3.21	2 años y 10 meses	33%
3.85	3 años y 2 meses	29%
4.82	3 años y 10 meses	23%
5.46	4 años y 6 meses	18%
6.10	5 años y 4 meses	14%
6.26	5 años y 7 meses	12%
6.42	5 años y 11 meses	11%

GRAFICO IX-1. Sensibilidad con la variación de precios del gas natural



CUADRO IX.2. Sensibilidad con la variación de precios de venta del metanol

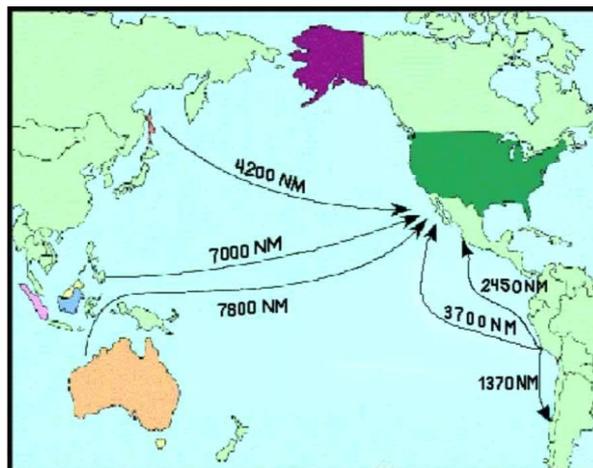
Variación	Payout	TIR
-20%	4 años y 4 meses	19%
-15%	3 años y 9 meses	23%
-10%	3 años y 5 meses	26%
-5%	3 años y 1 mes	30%
0%	2 años y 10 meses	33%
5%	2 años y 7 meses	37%
10%	2 años y 5 meses	40%
15%	2 años y 3 meses	43%
20%	2 años y 1 mes	46%

GRAFICO IX-2. Sensibilidad con la variación del precio de Metanol

Tal como se puede observar en los cuadros y gráficos mostrados anteriormente la variación en el precio del gas natural podría variar a lo más en 6.26US\$/MMBTU a fin de considerar viable el proyecto, puesto que un valor mayor del precio resulta un TIR menor a 12%. Respecto, a la variación del precio del metanol hasta en un +/- 20% no tiene mayor influencia puesto que permite seguir siendo rentable al proyecto.

9.3 Posible ubicación de la Planta de Metanol

Según lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 042-2009-EM, el lugar destinado para la instalación de un Complejo Petroquímica es el distrito de Marcona, provincia de Nazca y departamento de Ica. Por tal motivo, la planta de metanol propuesta en el presente estudio tendría que ubicarse en el Departamento de Ica, facilitando así la exportación de la producción a los países de de EEUU, México y Centroamérica, ya que dicho departamento se ubica en la costa del Pacífico. En este lado del Pacífico, las plantas petroquímicas mas grandes se encuentran ubicadas en Chile, pero este país se encuentra atravesando serios problemas de abastecimiento de gas natural, puesto que el país de Argentina ha dejado de abastecer de gas natural.

GRAFICO IX-3. Canal de exportación hacia México y E.E.U.U.

X. EVALUACION AMBIENTAL

El impacto sobre el medio ambiente, incluyendo los efectos socioeconómicos que trae consigo la puesta de un proyecto en la comunidad que se instale, es un asunto que debe recibir la adecuada consideración durante el planeamiento y desarrollo del Proyecto en todas sus fases:

- ❖ Etapa de Construcción (Instalaciones)
- ❖ Etapa de Operación (Producción de Metanol).

La evaluación tendrá que reconocer también que existiría fiabilidad al hacerlo cerca de los centros de consumo y de embarque, para su exportación final.

Para cada fase del Proyecto, se establecerán, su finalidad, objetivos y características detallando las actividades específicas que se realizaran, las sustancias químicas y residuos que serán generados, así como los métodos previstos para su disposición final.

Se establecerá el Plan de Manejo Ambiental que comprenderá un conjunto de programas orientados a la conservación, protección y mejoramiento del ecosistema incluyendo medidas de control y de minimización de procesos degradantes.

Para lo descrito anteriormente, el primer paso conduce a una Evaluación de Impacto Ambiental, donde se evalúan los impactos positivos y negativos de la propuesta del proyecto sobre el medio ambiente. Este es un paso crítico en la decisión sobre dónde y cómo construir y operar una planta, de manera que el impacto ecológico y comunitario sea mínimo. Dentro de la Evaluación, se prepara un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), el cual debe cumplir con los reglamentos locales, y ser entregado a las autoridades reguladoras para su revisión y aprobación antes de comenzar la etapa de construcción. El proceso del EIA concluye con una Resolución que confirme que el proyecto:

- ❖ Satisface los requisitos ecológicos aplicables;
- ❖ Cumple con las regulaciones ecológicas, incluyendo los permisos; e
- ❖ Incluye atenuantes satisfactorios y medidas de compensación y reparación.

Es necesario conocer los factores contaminantes normales de una planta de metanol, dentro de ellos:

- ❖ Emisiones atmosféricas, provenientes de las chimeneas de los hornos reformadores, calderas auxiliares e incinerador de la planta de metanol, entre ellas: monóxido de carbono (CO), dióxido de nitrógeno (NO₂) y partículas totalmente suspendidas (PTS). No se obtendrán emisiones de dióxido de azufre (SO₂), puesto que el gas de Camisea no contiene componentes azufrados.
- ❖ Efluentes líquidos domésticos e industriales (aguas residuales)
- ❖ Desechos sólidos domésticos (etapa de construcción y operación del proyecto, categorizados como no peligrosos) e industriales (tales como: catalizadores inactivos, envases para el almacenamiento de productos químicos, lodos de fondo de separadores aceite/agua).

Los efectos de metanol en la salud humana y el ambiente dependen de la cantidad de metanol que esté presente y de la frecuencia y el tiempo de exposición. Los efectos también dependen de la salud de la persona o de las condiciones del ambiente cuando ocurre la exposición.

❖ ***Efectos Potenciales en la salud***

- Contacto epidérmico: irritante (causa desecamiento y enrojecimiento de la zona implicada).
- Contacto con los ojos: moderadamente irritante (causa enrojecimiento y ardor severo)
- Inhalación de sus vapores: en concentraciones elevadas produce tos, mareo, náuseas, dolor de cabeza, debilidad y perturbaciones visuales.

Nota: El valor límite de exposición al metanol (TLV) por un promedio de tiempo medido (TWA) es 200ppm (valor máximo de exposición de una persona por un periodo de 8 horas). El límite a corto plazo de la exposición al metanol es 250ppm (STEL) (exposición por 15min). El umbral olfativo del aroma del metanol es superior al de TLV-TWA.

- Ingestión por vía oral: puede plantear una amenaza seria a la vida humana. Una cantidad de metanol entre 30 a 120 ml puede causar fatalidades. La ingestión produce efectos similares al de la inhalación de vapores, pero con mayor severidad y velocidad en la aparición de síntomas.

❖ ***Efectos en el ambiente***

El Metanol es una sustancia de volatilización rápida en el aire aún a temperatura ambiente; también se evapora con rapidez a partir de mezclas acuosas o terreno contaminada o humedecida con esta sustancia. Por esta razón, la mayoría de fugas de Metanol van dirigidas hacia la atmósfera. Una vez en el aire, se descompone o se transforma en otras sustancias por acción de radiaciones solares y por reacción con químicos constitutivos del aire presentes de forma natural o artificial. Los microorganismos que viven en el agua y la tierra también pueden degradar el Metanol.

El Metanol se degrada fácilmente en el medio ambiente mediante procesos de foto oxidación y biodegradación. La vida media para el Metanol en la atmósfera se ha reportado entre 7 y 18 días para la reacción atmosférica con radicales hidroxilo. Las emisiones ocurridas durante usos industriales son tan bajas que su repercusión se puede ignorar. Esta situación puede variar si se considera el uso del Metanol como un sustituto a gran escala de los combustibles actuales.

Los catalizadores utilizados en la producción de Metanol contienen generalmente agentes auxiliares y de soporte como componentes activos que presentan gran potencial de generación de residuos al medio ambiente, estos incluyen cobre (síntesis), níquel (generación del gas), cobalto y molibdeno (desulfurización). En plantas de proceso bien diseñadas y operadas estos metales por lo general se recuperan y reutilizan.

Hay muchos microorganismos capaces de utilizar el Metanol como sustrato de crecimiento degradándolo por completo hasta anhídrido carbónico y agua. El Metanol es fácilmente degradable en condiciones tanto aerobias como anaerobias en una amplia variedad de medios naturales, entre ellos agua dulce y salada, sedimentos y

suelos, agua freática, material de acuíferos y aguas residuales industriales; el 70% del Metanol de los alcantarillados se suele degradar en un plazo de 5 días.

El Metanol es poco tóxico para los organismos acuáticos y terrestres y no es probable que se observen efectos debidos a su exposición en el medio ambiente, excepto en el caso de un derrame.

- **Aire**

El Metanol reacciona en la atmósfera con especies oxidantes. Se ha reportado que la vida media del Metanol por causa de estas reacciones es de aproximadamente 8.4 días.

La reacción del Metanol con dióxido de nitrógeno puede ser la mayor fuente de nitrito de metilo encontrado en atmósferas contaminadas.

Los niveles de Metanol en el aire se encuentran entre menos de 0,001 mg/m³ (0,8 ppm) en el aire del medio rural y cerca de 0,04 mg/m³ (30 ppm) en el aire urbano.

- **Agua**

Los efluentes que contienen las mayores proporciones de Metanol son provenientes de plantas químicas, tratamiento de aguas residuales, producción de papel y de látex.

Se han reportado valores muy amplios para la vida media del Metanol en agua por reacciones de foto-oxidación, algunos son tan largos como 5.1 años y otros más cortos de 46.6 días, estos valores se han basado en información para la reacción de los radicales hidroxilo en soluciones acuosas.

- **Suelo**

El Metanol es biodegradable en el suelo y sedimentos, ambos bajo condiciones aeróbicas y anaeróbicas. El Metanol es un sustrato de crecimiento para muchos microorganismos, los cuales son capaces de mineralizarlo completamente a monóxido de carbono y agua.

La velocidad de degradación del Metanol varia considerablemente dependiendo del tipo de suelo en el que se libere, de esta forma, los suelos pueden

caracterizarse en dos clases básicamente; los rápidos, en los cuales la velocidad de degradación es elevada y se incrementa con la adición de nitratos o sulfato y los lentos, en los cuales la velocidad de biodegradación es baja y decrece aún más con la adición de nitrato o sulfato, y la inhibición del sulfato incrementa la velocidad de degradación. Las velocidades de biodegradación se usaron para estimar la vida media del Metanol, encontrando valores entre 58 y 263 días.

En el CUADRO X.1 se muestra los límites máximos permisibles de algunos parámetros que la empresa Methanex toma en consideración en sus plantas de metanol.

CUADRO X.1. Límites de algunos parámetros – Proceso de producción de Metanol

Parámetros	Kitimat ,CB	Punta Arenas, Chile	Motunui, NZ	Valle de Waitara, NZ
<i>Amoniaco</i>	10 mg/l	-	-	200 mg/l
<i>Demanda Química de Oxígeno – DQO</i>	100 mg/l	-	200 mg/l	-
<i>Tasa de Flujo</i>	3200 m ³ /día	-	12096 m ³ /día	5000 m ³ /día
<i>Metanol</i>	-	-	15 mg/l	15 mg/l
<i>Aceite y grasa</i>	-	350 mg/l	10 mg/l	10 mg/l
<i>pH</i>	6.5 a 8.5	5.5 a 9.0	6.0 a 9.0	6.0 a 11.0
<i>Temperatura</i>	30°C max	-	-	-
<i>Cantidad de Sólidos Suspendidos - CSS</i>	-	700 mg/l	70 mg/l	1000 mg/l
<i>Residuo volátil no filtrable –RVNF</i>	40 mg/l	-	-	-

Fuente: Informe Medioambiental Global 2005 – Methanex Corporation

Tal como se señaló en el capítulo V.LEGISLACIÓN RELACIONADA AL GAS NATURAL Y PRODUCCIÓN DE METANOL, en el país no existe reglamentación en aspectos ambientales en la industria de metanol. Cabe aclarar, que en el año 2008 se establecieron los Límites Máximos Permisibles de Efluentes Líquidos para el sub sector de hidrocarburos “D.S. N°037-2008-PCM”, tal como se muestra en el CUADRO X.2.

Comparando los valores mostrados en el CUADRO X.1 y CUADRO X.2, los valores mostrados en el primer cuadro son menores a lo establecidos en la reglamentación peruana.

CUADRO X.2. Límites Máximos Permisibles de Efluentes Líquidos para las Actividades del Subsector Hidrocarburos

Parámetro regulado	Límites Máximos Permisibles (mg/l)
Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH)	20
Cloruro	500 (a ríos, lagos y embalses) 2000 (estuarios)
Cromo Hexavalente	0.1
Cromo Total	0.5
Mercurio	0.02
Cadmio	0.1
Arsénico	0.2
Fenoles para efluentes de refinerías FCC	0.5
Sulfuros para efluentes de refinerías FCC	1.0
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO)	50
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	250
Cloro residual	0.2
Nitrógeno amoniacal	40
Coliformes totales (NMP/100mL)	< 1000
Coliformes Fecales (NMP/100mL)	< 400
Fósforo	2.0
Bario	5.0
pH	6.0 – 9.0
Aceites y grasas	20
Plomo	0.1
Incremento de Temperatura ^a	< 3°C

^a Es el incremento respecto a la temperatura ambiental del cuerpo receptor medida a 100m de diámetro del punto de vertido.

XI. CONCLUSIONES

- ❖ Las importaciones de metanol (alcohol metílico) registradas por la ADUANET muestran que los últimos años la demanda de metanol está creciendo en forma lenta; importando de los siguientes principales países Chile, Venezuela y Estados Unidos, en una mayor proporción de los países cercanos, disminuyendo en el tiempo las importaciones de los países como Estados Unidos.

Las perspectivas de comercialización de metanol en Perú serían destinadas para abastecer el mercado nacional (importaciones de metanol y demanda de biodiesel), en una mayor proporción el mercado internacional, siendo el principal mercado los clientes desabastecidos de la empresa Methanex ubicada en Chile, puesto que su producción de metanol ha disminuido hasta de un 50% por no contar con el gas natural proveniente de Argentina.

- ❖ Existe legislación peruana que incentiva y da beneficios a la industria petroquímica proveniente del gas natural, pero aún falta aprobar la regulación para la comercialización y fiscalización para la comercialización del alcohol metílico, la cual se encuentra en evaluación desde el año 2008. Respecto a la normativa ambiental, todos los proyectos deben presentar Estudios de Impacto Ambiental, en el caso de plantas de metanol al Ministerio de La Producción.

Por otro lado, aún es inexistente la regulación de los límites máximos que deben considerar los parámetros ambientales en una planta de metanol, pero en el caso de efluentes líquidos existe el D.S. 037-2008-PCM para el sector hidrocarburos que podría ser usado.

- ❖ En el análisis de comparación de tecnologías usadas para el proceso de obtención de gas de síntesis, tanto el reformado con vapor como el reformado autotérmico son los mejores respecto a la oxidación parcial, básicamente debido a la materia prima usada en el proceso y las condiciones operativas moderadas. Pero la tecnología de reformado combinado patentado por Lurgi ofrece mayores ventajas frente a las otras tecnologías, ya que en su proceso se requeriría menor consumo de energía por usar menos vapor

en el proceso y logrando obtener una excelente relación hidrogeno/carbono cercano a 2.02, lo requerido para la obtención de metanol.

Por lo expuesto, se evaluaron dos licenciantes en la obtención de metanol, ICI (Reformado con vapor) y Lurgi que tiene dos tipos de tecnología Lurgi Syn Gas (Reformado autotérmico) y Reformado Combinado (Reformado con Vapor y reformado autotérmico), se determinó usar para la simulación la tecnología de Reformado Combinado, basándose en las facilidades que ofrece dicha tecnología, el uso de la materia prima, la buena relación de gas de síntesis para la obtención de metanol, aspectos económicos, consumo de energía, etc. (CUADRO VII.3)

- ❖ La disponibilidad de gas natural actual según el Ministerio de Energía y Minas y la empresa Pluspetrol está entre 50 y 70 MMPCD para la Industria Petroquímica, en el caso del presente estudio se usó 60 MMPCD.

Se tomó como base de información la capacidad de producción de metanol de la Planta III de Metanol perteneciente a la empresa Methanex ubicada en Chile (2,800 TM/día = 952,000 TM/año), la cual usa como materia prima gas natural 103MMPCD. Al considerar los valores mencionados de capacidad instalada y materia prima, se determinó que la capacidad de producción de una planta de metanol en la cual utilizaría 60MMPCD de gas natural, esta sería aproximadamente 1,637TM/día. El mismo valor de gas natural (60 MMPCD), fue considerado en la simulación del proceso de producción de metanol usando la tecnología de Lurgi Reformado Combinado, obteniendo como resultados que para dicha cantidad de materia prima se produciría 1,389 TM/día (472,249 TM/año). Por lo expuesto, se puede observar que en los resultados de la simulación se obtuvo un valor menor de capacidad de producción de metanol, esto es porque se usó parámetros técnicos y no un simple cálculo de relación, siendo dichos resultados más realistas con la producción de metanol.

- ❖ A efectos de determinar la inversión y ser realistas con los resultados de producción de metanol, se utilizó como base la capacidad de producción de metanol resultado de la simulación. Por tal motivo, la inversión que se requeriría para una planta de capacidad

de 1,389 TM/día sería 247 MMUS\$ y los ingresos por venta de metanol es de 213MMUS\$/año considerando un precio de metanol de 450 US\$/TM.

Asimismo, el resultado del flujo de caja considerando un precio de gas natural de Camisea de 3.21 US\$/MMBTU, resulta rentable poner en el Perú una Industria Petroquímica de Obtención de Metanol, ya que al invertir los 247 MMUS\$ se tendría un VAN de 245MMUS\$ a una tasa de descuento de 12%, un rendimiento promedio anual de 33%, es decir su rentabilidad (TIR); y se recuperaría el dinero en 2años y 10meses (PAY-OUT).

Cabe aclarar que la puesta de una planta de metanol, tendría beneficios considerados dentro de la industrialización del gas natural (por ejemplo: adquisición de equipos sin pagar impuestos).

- ❖ La Resolución Ministerial RM N°042-2009-MEM/DM declara a San Juan de Marcona – Ica como zona geográfica determinada para la instalación de un Complejo Petroquímico de desarrollo descentralizado. Asimismo, las plantas petroquímicas existentes en Sudamérica se encuentran ubicadas en los países de Argentina, Colombia, Venezuela, Brasil y Chile, como se puede ver la mayoría se ubican en la costa atlántica y en la costa del pacifico es casi no existente. Por lo expuesto, se puede concluir que el Perú tiene una ubicación estratégica en la costa del pacífico, colocando en una posición privilegiada para establecer Industrias Petroquímicas, pudiendo abarca así el mercado de exportación.
- ❖ Se determinó la cantidad de consumo de energía que podría tener una planta de metanol de capacidad 1,389 TM/día, siendo este resultado de 63,450 MWh/año, a fin de calcular las emisiones de CO₂ que se podrían generar al instalar una planta de producción de metanol debido a la generación de energía eléctrica al utilizar una turbina de vapor y utilizando gas natural como fuente resulta 36,457 tCO₂/año. El consumo que se requeriría de gas natural es de aproximadamente 2.0MMPCD

XII. RECOMENDACIONES

Con el propósito de profundizar el estudio de las plantas de metanol se recomienda considerar lo siguiente:

- ❖ El desarrollo de Ingeniería Básica de una Planta de Metanol, puesto que la Ingeniería Conceptual demuestra una alta rentabilidad y un retorno de la inversión a corto plazo.
- ❖ Considerar una estrategia de integración energética en la simulación del proceso de metanol a fin de recuperar el calor residual en el más alto nivel en sistemas de vapor motriz para los requerimientos de energía minimizando así la quema de combustible adicional.
- ❖ Considerar en la simulación de los reactores del proceso de producción de metanol, la cinética de reacción, así como reacciones secundarias, con el objetivo de mejorar la eficiencia de producción y la formación de subproductos que tengan valor comercial.
- ❖ Debido a que se demuestra un elevado consumo de agua en el proceso de obtención de metanol, es recomendable diseñar y evaluar esquemas de optimización energética en el uso y re-uso del agua, con el objetivo de reducir el consumo de agua que es escaso en el Perú.

XIII. BIBLIOGRAFÍA

- ❖ Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016
Autor: Ministerio de Energía y Minas
- ❖ Primeras Definiciones para el desarrollo de la Industria Petroquímica en el país.
Autor: Apoyo Consultoría – Informe s@e / 26 de noviembre 2007 (revisado: diciembre 15, 2008). Disponible en: www.apoyo.com
- ❖ Razones para el desarrollo de una sólida industria petroquímica peruana. Autor: Reporte Proinversión / Marzo – Abril 2007 (revisado: octubre 20, 2009). Disponible en: http://www.proinversion.gob.pe/RepositorioAPS/0/0/BOL/BOL_BOLETIN1/Marzo_Abril_2007/Articulo2.pdf
- ❖ “El Proyecto Camisea y el Desarrollo Petroquímico en el Perú” - Exposición de la compañía Pluspetrol (Abril 25, 2007) - 1er Foro de Petroquímica. Organizado por: IPEGA
- ❖ Fuente: Diario Expreso – 11 de noviembre 2008, sobre Pluspetrol cantidad para petroquímica
- ❖ “La Industria del Gas Natural del Perú”. Elaborado: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN (revisado: enero 15, 2010). Disponible en: http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/DT1_INDUSTRIA_GAS_OSINERGa.pdf
- ❖ Principios Tecnológicos del Sector de Gas Natural
Autor: Edgar Ramirez – Virginia Barreda – OSINERG-
Año: 2001
- ❖ OSINERGMING. Gas Natural - Composición del Gas Natural de Camisea.
http://www.osinerg.gob.pe:8888/SPH/html/gas_natural/cultura_gas_natural/prevencion_datos_utiles/prevencion_composicion_gas.htm
- ❖ Handbook of Petrochemical Production Processes
Autor: Robert A. Meyers.

- ❖ Gas usage & value. “The technology and economics of natural gas use in the process industries”
Autor: Dr. Duncan Seddon
Edición: Copyright – 2006 by Penn Well Corporation
- ❖ Methanex: Technical Information & Safe Handling Guide for Methanol, September 2006
http://www.methanex.com/products/documents/TISH_english.pdf
- ❖ Ministerio de Energía y Minas
 - Ley N° 27133: Ley de promoción del desarrollo de la Industria del Gas Natural
 - Ley N° 29163: Ley de Promoción para el desarrollo de la Industria Petroquímica
 - D.S. N° 054-2007-EM: Dictan disposiciones para autorizar funcionamiento de plantas petroquímicas (24 Octubre)
 - D.S. N° 0105-2006-EM: Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos – Presentación de Estudio de Impacto Ambiental.
 - D.S. N° 021-2007-EM: Reglamento para la comercialización de Biocombustibles
 - D.S. N° 085-2003-PCM: Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido
- ❖ Ministerio de La Producción
 - Ley N° 27645: Ley que regula la comercialización del Alcohol Metílico
 - Ley N° 28317: Ley de control y fiscalización de la comercialización del alcohol metílico
 - Proyecto de Reglamento de las leyes N° 27645 “Ley que regula la comercialización de Alcohol Metílico” y N° 29317 “Ley de control y fiscalización de la comercialización del alcohol metílico”
- ❖ Petrochemical Process. Tome 1, Synthesis-Gas derivatives and major hydrocarbons
Autor: A. Chauvel, G. Lefebvre
Editions Technip, Paris 1985 (2nd Edition)
- ❖ Methanol production and Use
Autor: Wu-Hsun Cheng, Harold H. Kung
Editions; Marcel Dekker, 1994

- ❖ Gas conditioning and processing – Vol.2: The Equipment Modules
Autor: Jhon M. Campbell
Edición: Robert A. Hubbard, Edición 8, 2004.
- ❖ World Methanol Plants (Through December 2001) – (revisado Enero 2010)
http://www.senternovem.nl/mmfiles/28340_tcm24-279931.pdf
- ❖ Revista: Información Tecnológica – Vol. 5 N°2 – 1994 (Centro de Información Tecnológica – CIT). Transformación Catalítica del gas natural. III. Derivados convencionales del gas de síntesis: amoníaco y metanol
Autor: José I. Gutiérrez Ortiz, Miguel A. Gutiérrez Ortiz, Miguel A. Laborde, José L. Ayastuy y Pilar Gonzales Marcos
Dpto. de Ingeniería Química, Universidad del País Vasco /Bilbao, España.
- ❖ Tesis: Proyecto Petroquímico para la implementación y puesta en marcha de una planta de producción de metanol en el Perú. Facultad de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica - Universidad Nacional de Ingeniería.
- ❖ Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016
Autor: Ministerio de Energía y Minas
- ❖ Producción, transporte y exportación de Metanol “Se teme lo que no se conoce”,
Autor: Javier Fanuel y María Fernanda Salgado, Repsol YPF.
Revista Petrotecnia.
- ❖ Pagina web: ADUANET
- ❖ Precio de Metanol – Methanex
Methanex Monthly Average Regional Posted Contract Price History (Setiembre 2009)
Disponible en: www.methanex.com
- ❖ Workshop Ministerio de Minería – Punta Arenas, 18/19 Junio 2008
Presentación Methanex Chile: Roger Neumman – Francisco Ajenjo (revisado 20 de noviembre, 2009). Disponible en:
http://www.minmineria.cl/574/articles-6045_recurso_1.pdf
- ❖ 2008 Annual Report – Methanex (revisado 20 de noviembre, 2009). Disponible en:
http://www.methanex.com/investor/documents/2008AR_completeFinal.pdf

- ❖ Combustibles alternativos para el desarrollo de la Industria regional
Autor: López Sandoval, Eduardo / Rojas Delgado, Mario.
Edición: Universidad La Molina, Fondo Editorial, 2006.
- ❖ Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016
Autor: Ministerio de Energía y Minas
- ❖ II Seminario Latinoamericano y del Caribe de Biocombustibles
Presentación: La producción de Biodiesel en el Perú – Ministerio de Energía y Minas -
Ing. Angie Garrido (revisado 10 Noviembre 2009). Disponible en:
<http://www.olade.org.ec/biocombustibles/Documents/ponencias/d%C3%ADa3/Sesion%2010%20-%20Dia%203/AngieGarrido.pdf>
- ❖ Precio de Petróleo
EIA – Energy Information Administration (revisado 20 Enero 2010). Disponible en:
<http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=rwtc&f=a>
- ❖ Petrochemical Process. Tome 1, Synthesis-Gas derivatives and major hydrocarbons
Autor: A. Chauvel, G. Lefebvre
Editions Technip, Paris 1985 (2nd Edition).
- ❖ L’Evaluation Des Avant Projects - Instituto Frances de Petróleo - 1968
Autor: Alain Chauvel
- ❖ Revista: Información Tecnológica – Vol. 5 N°2 – 1994 (Centro de Información Tecnológica – CIT). Transformación Catalítica del gas natural. III. Derivados convencionales del gas de síntesis: amoniaco y metanol
Autor: José I. Gutiérrez Ortiz, Miguel A. Gutiérrez Ortiz, Miguel A. Laborde, José L. Ayastuy y Pilar Gonzales Marcos
Depto. de Ingeniería Química, Universidad del País Vasco /Bilbao, España.
- ❖ Mehtanol from Natural Gas by ICIs LP Process (revisado 20 de enero, 2010).
Disponible en: <http://www.diquima.upm.es/docencia/tqindustrial/docs/metanol.pdf>
- ❖ Comunidad Methanex y Medio Ambiente: Methanol:
<http://www.methanex.com/education/spanish/main.html>

- ❖ Capítulo 4.19: Metanol (revisado noviembre 30 de 2009). Disponible en:
<http://www.dadma.gov.co/paginas/guias%20ambientales/documentos/Guia19.pdf>
- ❖ Información técnica y guía ambiental para el manejo seguro del metanol. Versión 3.0. Setiembre 2006 - Methanex. (revisado octubre 30 de 2009). Disponible en:
http://www.methanex.com/products/documents/TISH_spanish.pdf

GLOSARIO

- ❖ **MMPCD:** millones de pies cúbicos día (unidad de medida de gas natural).
- ❖ **LNG:** gas natural liquefactado - **GNC:** gas natural comprimido.
- ❖ **GTL:** Gas to liquid - **GTC:** Gas to chemicals
- ❖ **MMBTU:** millones de BTU.
- ❖ **TM/día:** toneladas métricas por día.
- ❖ **TM/ha:** tonelada métrica por hectárea.
- ❖ **TM/año:** tonelada métrica anual.
- ❖ **Biodiesel:** Es un ester (similar al vinagre) que puede ser obtenido de diferentes tipos de aceites o grasas animales o vegetales; como soja, colza, palmera, entre otras; mediante un proceso denominado transesterificación, los aceites derivados orgánicamente se combinan con el alcohol (etanol o metano) y son químicamente alterados para formar estéres grasos, como etil o metilester. El Biodiesel funciona en cualquier motor Diesel.
- ❖ **Catalizador:** Es una sustancia o agente acelerador de una reacción química, en algunos casos también puede configurarse como un agente iniciador de la reacción; sin embargo, como característica particular, los catalizadores no actúan en dicha reacción.
- ❖ **FOB (Free on Board-Libre a bordo):** Va seguido del puerto de embarque, ej. FOB Algeciras. Significa que la mercadería es puesta a bordo del barco con todos los gastos, derechos y riesgos a cargo del vendedor hasta que la mercadería haya pasado la borda del barco, con el flete excluído. Exige que el vendedor despache la mercadería de exportación. Este término puede usarse solamente para el transporte por mar o vías acuáticas interiores.
- ❖ **CIF(Cost Insurance and Freight-Costo, Seguro y Flete):** La abreviatura va seguida del nombre del puerto de destino y el precio incluye la mercadería puesta en puerto de destino con flete pagado y seguro cubierto. El vendedor contrata el seguro y paga la prima correspondiente. El vendedor sólo está obligado a conseguir un seguro con cobertura mínima.

ANEXOS

ANEXO1. Dimensionamiento de Equipos – Zona de Producción de Metanol

A continuación se muestra el dimensionamiento de algunos equipos utilizados en la zona de separación de producción de metanol para la planta de capacidad de producción de metanol 1,396 TM/día utilizando los resultados obtenidos en la simulación, la cual tiene como alimentación gas natural (60MMPCD).

❖ *Separador (V-104)*

El diseño de los recipientes a presión normalmente cumple con lo indicado en el Código ASME VIII División I. Diseño, Construcción e Inspección de Recipientes a Presión.

La ecuación A1.1 indicada en el libro “Gas Conditioning and processing” se aplicó para determinar el diámetro interno del separador:

$$d = \frac{0.0188 \left(\frac{m}{F_g K_s} \right)^{0.5}}{[(\rho_L - \rho_g)(\rho_g)]^{0.25}} \dots\dots\dots A1.1$$

Donde:

	SI
d = D.I. Separador	m
m= Flujo másico estándar	Kg/h
F _g = Fracción de área disponible de gas	-
K _s = Parámetro de tamaño de gas	m/s
ρ _L = Densidad de líquido	Kg/m ³
ρ _g = Densidad de gas (actual)	Kg/m ³

- Flujo másico estándar

La ecuación A1.2 indicada en el libro “Gas Conditioning and processing” fue aplicada para determinar el flujo másico a condiciones estándares:

$$m = (1762)(10^6 \text{std } m^3/d)(MW_{gas}) \dots\dots\dots A1.2$$

Aplicando la ecuación A1.1 para el separador V-104 se obtiene:

Datos:

$$10^6 \text{std } m^3/d = 5.12$$

$$MW_{gas} = 24.31$$

Entonces: $m = 215,395 \text{ kg/h}$

- F_g

El libro "Gas Conditioning and processing" indica que para el caso de separadores verticales el valor correspondiente a F_g es uno.

- K_s

El libro "Gas Conditioning and processing" indica en base a su experiencia que para separadores verticales el valor correspondiente a K_s podrían variar en el rango de 0.07-0.105 m/s. Para determinar el diámetro del presente separador vertical se está usando el valor de 0.105 m/s.

Datos:

$$\rho_L = 821.5 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_g = 44.2 \text{ kg/m}^3$$

Entonces: $d = 1.98 \text{ m}$

La ecuación A1.3 indicada en el libro "Gas Conditioning and processing" se aplicó para determinar el volumen del separador:

$$V_L = \frac{(q_L)(t)}{1440} \dots\dots\dots A1.3$$

Donde:

$V_L =$	Volumen líquido del separador	m^3	<u>SI</u>
$q_L =$	Flujo líquido actual	m^3/d	
$t =$	Tiempo de residencia (Rango de variación: 4-7 min)	Min	

Datos:

$$q_L = 81.85$$

$$t = 7.5$$

Entonces: $V_L = 12,28 \text{ m}^3$

La altura del volumen del separador fue determinada aplicando la siguiente fórmula:

$$h = \frac{4V_L}{\pi d^2} \dots\dots\dots A1.4$$

$$h = 4\text{m}$$

A fin de comprobar que la altura y diámetro determinados son correctos, el libro indica que la relación entre ellos deberá variar entre 2 y 4.

$$h/d = 2.02$$

❖ **Intercambiador de Calor (I-100)**

- Delta Presión (carcaza-tubos) = 0,7 kg/cm²
- Numero de Pasos por Carcaza = 1
- Numero de carcazas = 2
- LMTD = 9.6 °C
- Duty = -9.7585e+006 KJ/h
- UA = 1,009e+006 kJ/C.h
- A = 60.32 m²
- Pitch = cuadrado
- TEMA = AES
- Orientación = horizontal
- Numero de Intercambiadores necesarios = 2

❖ **Columna Demetanizadora**

- Tipo de internos = sieve (sieve =relleno)
- Diámetro columna = 1,5 m
- Espaciamiento entre platos = 0,55 m
- Numero de Platos teóricos = 23
- Plato alimentación = 2
- $P_{\text{diseño}} = 1,1 \times P_{\text{operación}} = 1,1 \times 35,7 \text{ kg/cm}^2 = 39,3 \text{ kg/cm}^2$
- $T_{\text{diseño}} = 60^\circ\text{C}$
- Reflux Ratio = 2

- Weeping factor = 1

❖ **Reactor de Conversión Metanol (SET 5)**

Reacciona el CO con el H₂ para conseguir metanol la conversión del CO es del 95%. La reacción que se da es exotérmica, siendo el calor de reacción a 25°C igual a -9.1e+004 kJ/kgmol

Análisis:

- Se asumió un tiempo de residencia de 0.8min
- El volumen del reactor se determinó considerando un flujo volumétrico de ingreso solo del gas de síntesis de 13960m³/h

$$V_{\text{reactor}} = 13,960\text{m}^3/\text{h} \times 0.8 \text{ min} / 60 \text{ min} = 186 \text{ m}^3$$
- Orientación = vertical
- T_{diseño} = 265°C
- P_{diseño} = 1,1 x P_{operación} = 1,1 x 61.2 kg/cm² = 67.32 kg/cm²

❖ **Columna de Separación Metanol-Agua**

- Tipo de internos = rellenos
- Diámetro columna = 1,5 m
- Espaciamiento entre platos = 0,55 m
- Numero de Platos teóricos = 20
- Plato alimentación = 10
- T_{diseño} = 92°C
- P_{diseño} = 1.1 x P_{operación} = 1.1 x 2.5 kg/cm² = 2.75 kg/cm²
- Reflux Ratio = 100
- Weeping factor = 1

ANEXO2. Optimización de la energía calórica, Producción de vapor de proceso

Se requiere un vapor de proceso a las siguientes condiciones:

$$T= 251.3^{\circ}\text{C}$$

$$P= 4,000\text{kPa}$$

	Masa (kg/h)
steam 1	180200
steam 2	54050
Total	234,250

Las corrientes de salida de agua deberán calentarse a las condiciones mostradas líneas arriba:

	Reformado auto térmico	Metanol	
m=	211,000	7,891	kg/h
T=	100	127	°C
P=	2,331	250	kPa
Q=	521	18.56	GJ/h

Adicionalmente se requiere de agua a condiciones estándares para llevarlo a las condiciones de producción de vapor:

m=	15,359	kg/h
Q=	42.94	GJ/h

Total:

m=	234,250	kg/h
Q=	582.6	GJ/h

Del total de energía calórica en los condensadores (1,782 GJ/h) se podría usar 582.6 GJ/h para determinar el vapor requerido en proceso.

ANEXO3. Indicadores Chemical Engineering

Economic Indicators

2005  2006 DOWNLOAD THE **CEPCI** TWO WEEKS SOONER AT WWW.CHE.COM/INDEX

CHEMICAL ENGINEERING PLANT COST INDEX (CEPCI)

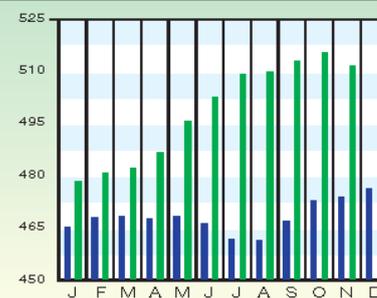
(1957-59 = 100)

CE INDEX

	Nov. '06 Prelim.	Oct. '06 Final	Nov. '05 Final
Equipment	605.4	610.4	551.6
Heat exchangers & tanks	565.8	571.5	518.8
Process machinery	558.3	562.8	526.2
Pipe, valves & fittings	735.6	740.5	640.6
Process instruments	432.4	439.0	385.7
Pumps & compressors	795.7	794.2	758.0
Electrical equipment	418.0	419.2	381.3
Structural supports & misc	639.4	646.0	591.9
Construction labor	313.3	314.0	306.4
Buildings	468.3	474.6	452.2
Engineering & supervision	351.3	351.9	347.0

Annual Index:

1998 = 389.5
 1999 = 390.6
 2000 = 394.1
 2001 = 394.3
 2002 = 395.6
 2003 = 402.0
 2004 = 444.2
 2005 = 468.2



Economic Indicators

2009  2008 DOWNLOAD THE **CEPCI** TWO WEEKS SOONER AT WWW.CHE.COM/PCI

CHEMICAL ENGINEERING PLANT COST INDEX (CEPCI)

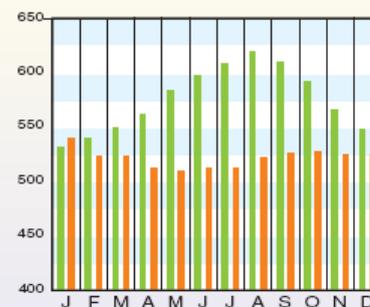
(1957-59 = 100)

CE Index

	Dec. '09 Prelim.	Nov. '09 Final	Dec. '08 Final
Equipment	524.2	524.0	548.3
Heat exchangers & tanks	618.4	618.0	654.3
Process machinery	554.2	555.9	618.2
Pipe, valves & fittings	597.9	601.0	623.2
Process instruments	776.3	768.2	806.1
Process instruments	417.5	413.9	397.0
Pumps & compressors	895.2	895.2	891.3
Electrical equipment	467.2	465.9	459.7
Structural supports & misc	620.0	624.2	684.0
Construction labor	331.2	331.1	328.3
Buildings	494.4	493.7	503.7
Engineering & supervision	343.2	343.8	349.9

Annual Index:

2001 = 394.3
 2002 = 395.6
 2003 = 402.0
 2004 = 444.2
 2005 = 468.2
 2006 = 499.6
 2007 = 525.4
 2008 = 575.4



Starting with the April 2007 Final numbers, several of the data series for labor and compressors have been converted to accommodate series IDs that were discontinued by the U.S. Bureau of Labor Statistics

ANEXO4. Cálculo del Límite de Batería

Límite de Batería: I_1

Instalaciones Auxiliares: $I_2 = 0,35 * I_1$

Total de Unidades: $(I_1 + I_2) = 1,35 * I_1$

$(I_1 + I_2) * \text{Factor de Localización} = 1,62 * I_1$

Costos de Ingeniería: $0,12(I_1 + I_2) = 0,162 * I_1$

Gastos de Licenciante: $0,05(I_1 + I_2) = 0,0675 * I_1$

Gastos de arranque de la planta = 3 meses * Total costo operatorio
= $3 * (85.90) = 22.74$ MMUS\$

Capital de Trabajo: $2 * \text{Arranque de la planta} = 45.27$ MMUS\$

Resumen:

$(I_1 + I_2) * FL =$	$1,62 * I_1$
Ingeniería =	$0,162 * I_1$
Licenciante =	$0,0675 * I_1$
Arranque de la planta =	22.74 MMUS\$
Capital de Trabajo =	45.27 MMUS\$
Inversión Total =	<hr/> 247 MMUS\$

Entonces:

$I_1 = 96.66$ MMUS\$