

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



**“ESTUDIO COMPARATIVO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA-  
ECONÓMICA-MEDIOAMBIENTAL PARA LA INSTALACIÓN DE UN  
COMPLEJO PETROQUÍMICO DE POLIOLEFINAS A PARTIR DEL  
METANO (C1) Y EL ETANO (C2) DEL GAS NATURAL DE CAMISEA”**

**TESIS**

**Para optar el Título Profesional de:**

**INGENIERO PETROQUIMICO**

**Presentado por:**

**JOSE LOPEZ CUNO**

**Promoción 2008-I**

**LIMA – PERU  
2010**

## **SUMARIO**

El Capítulo I indica los antecedentes y factores relevantes que muestran el saludable ambiente económico a través de los indicadores de riesgo país, protección al inversionista, el marco legal y político que promociona las inversiones como la ley 29163, además de las intenciones de inversión de grandes transnacionales, que respaldan un estudio para un proyecto de esta envergadura.

En el Capítulo II se indican los objetivos, alcances e hipótesis de la tesis que se resumen en determinar la factibilidad de mercado, técnica, económica, medioambiental, y la conveniencia de utilizar el metano o el etano del gas natural de Camisea, para la implementación de un complejo petroquímico que produzca poliolefinas.

En cuanto al Capítulo III, se estudia el mercado nacional, latinoamericano y mundial a fin de cuantificar la demanda y oferta de poliolefinas. Actualmente la industria de productos plásticos en el Perú sólo se encarga de transformar en productos finales los productos plásticos primarios elaborados por la industria petroquímica de otros países. Bajo estas condiciones, el Perú importa sus requerimientos de resinas plásticas de Países vecinos como Colombia, Brasil, Chile y principalmente de EEUU y Arabia Saudita.

Es importante mencionar además que el sector plástico a nivel Nacional está constituido por un aproximado de 850 empresas que generan más de 24,000 puestos de trabajo.

En cuanto al mercado internacional, se prevé que Latinoamérica será una región que en el mediano plazo exportará PE y PP, Norteamérica será un importador neto, al igual que Asia, y quien tendrá la batuta como exportador neto será la Región de Medio Oriente, gracias a la disponibilidad de materia prima barata, lo que está promoviendo fuertes inversiones en los próximos años, de alrededor de 60,000 MMUS\$ en nuevas plantas que satisfagan la creciente demanda futura.

En el Capítulo IV se ha estimado el requerimiento de materia prima tanto por la vía del etano como la vía del metano, a fin de determinar si las reservas actuales de Camisea de 15.9 TCF alcanzan para un complejo de poliolefinas de capacidad mundial para un tiempo de vida del proyecto de 20 años.

En el capítulo V se ha estudiado la viabilidad técnica de los procesos de ambas rutas de producción de olefinas, siendo el proceso de Steam Cracking de tecnología CBI & Lummus el proceso seleccionado para la ruta del etano y el proceso Metanol a Olefinas – MTO de tecnología UOP/HYDRO para la ruta del metano, para lo cual se ha comparado técnicamente ambas rutas de producción, en la cual se determina que la ruta del metano (MTO) usa más del doble de energía que la ruta del etano (proceso Steam Cracking de tecnología avanzada).

En el Capítulo VI se ha estudiado la Localización, para ello se han considerado 11 factores de evaluación y del análisis de estos se concluye que la región adyacente al complejo de Perú LNG, en Pampa Melchorita reúne las mejores condiciones para la instalación del complejo petroquímico de poliolefinas.

En el Capítulo VII se ha estudiado los posibles impactos ambientales que puede representar la instalación del Complejo que produzca poliolefinas. Para ello, se ha estimado cuantitativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> tanto por la ruta del etano y la del metano.

En cuanto al Capítulo VIII se ha realizado la evaluación económica para ambas rutas de producción de Olefinas, la del etano y la del metano, en base a los resultados obtenidos en el estudio técnico, en la cual se estimó la capacidad de producción y se realizó los balances de los requerimientos de materia prima. Además se ha tomado en consideración la normativa vigente que permite beneficios para los inversionistas en este tipo de Proyectos.

Por último en el capítulo IX se indican las conclusiones y recomendaciones, que en términos generales concluye que bajo las condiciones actuales la ruta del etano se convierte en la mejor alternativa para la implementación de un complejo petroquímico que produzca poliolefinas en el Perú.

## INDICE

<b>SUMARIO .....</b>	<b>i</b>
<b>CAPITULO I - ANTECEDENTES .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO II - OBJETIVOS, ALCANCES DEL ESTUDIO E HIPOTESIS .....</b>	<b>3</b>
<b>CAPITULO III - ESTUDIO DE MERCADO .....</b>	<b>4</b>
3.1.    ANALISIS DE LA DEMANDA DE POLIOLEFINAS .....	4
3.1.1.    DEMANDA MUNDIAL .....	5
3.1.1.1.    Polietileno de Baja Densidad.....	6
3.1.1.2.    Polietileno Lineal de Baja Densidad.....	7
3.1.1.3.    Polietileno de Alta Densidad.....	9
3.1.1.4.    Demanda del Polipropileno a nivel mundial.....	
3.1.2.    DEMANDA LATINOAMERICANA DE POLIOLEFINAS .....	
3.1.2.1.    Polietileno de Baja Densidad y Polietileno lineal de baja densidad - LA .....	
3.1.2.2.    Polietileno de Alta Densidad - LA.....	10
3.1.2.3.    Polipropileno - LA.....	11
3.1.3.    ANALISIS DE LA DEMANDA NACIONAL.....	11
3.1.3.1.    Importación de PEAD, PEBD y otras resinas plásticas:.....	11
3.1.3.1.1.    Montos de importación .....	11
3.1.3.1.2.    Volúmenes de importación .....	14
3.1.3.2.    Análisis del mercado proveedor.....	18
3.1.3.3.    Proyección de la Demanda .....	21
3.2.    ANALISIS DE LA OFERTA DE POLIOLEFINAS .....	24
3.2.1.    ANALISIS DE LA OFERTA MUNDIAL DE OLEFINAS y POLIOLEFINAS .....	24
3.2.1.1.    Etileno.....	24
3.2.1.2.    Propileno.....	24
3.2.2.    OFERTA LATINOAMERICA.....	26
3.2.2.1.    Nuevos Proyectos de plantas de polietileno y polipropileno.....	29
3.2.3.    OFERTA PERU.....	33
3.3.    INDUSTRIA PLÁSTICA EN EL PERÚ.....	34
3.3.1.    Evolución, estructura e importancia del sector de los plásticos.....	37
3.3.2.    Evolución del consumo y de la producción .....	37
3.3.3.    Estructura del mercado y grado de concentración industrial .....	38
3.3.4.    Análisis de la Comercialización .....	39
3.3.4.1.    Exportaciones de productos plásticos finales .....	39
3.3.4.2.    Destino de las Exportaciones.....	40
3.4.    Comportamiento de los Precios de Resinas plásticas .....	44

3.5.	PROYECCION DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL POLO PETROQUÍMICO	
	47	
3.5.1.	Resumen de la Demanda y proyección para la cobertura de mercado. ....	47
<b>CAPITULO IV - RESERVAS Y PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL.....</b>		<b>49</b>
4.1.	Reservas de Gas Natural .....	51
4.2.	Oferta De Gas .....	51
4.3.	Diferencia entre el Estimado de Reservas y el Estimado de Demanda. ....	57
4.4.	Estimación de materia prima - Requerimiento de Gas Natural.....	57
4.4.1.	Requerimiento del Insumo vía Metano.....	57
4.4.2.	Requerimiento del Insumo vía Etano .....	59
4.5.	Resumen de los requerimientos de materia prima.....	62
<b>CAPITULO V - PROCESOS PETROQUÍMICOS PARA LA PRODUCCIÓN DE OLEFINAS Y</b>		
<b>CONFIGURACIÓN DEL COMPLEJO.....</b>		<b>63</b>
5.1.	Vía Metano .....	64
5.1.1.	Selección del Proceso .....	64
5.1.2.	Descripción del Proceso Gas a Poliolefinas (Gas to Polyolefins - GTP) vía Metanol a Olefinas (Methanol to olefins - MTO).....	65
5.1.2.1.	Producción de Gas de Síntesis .....	65
5.1.2.1.1.	Reformación con Vapor de Agua (Steam methane reformer-SMR) .....	67
5.1.2.1.2.	Reformador Autotérmico - Autothermal reformer (ATR) .....	68
5.1.2.1.3.	Reformador de CO2 .....	69
5.1.2.1.4.	Reformador SMR, ATR o CO2.....	69
5.1.2.2.	Producción de Metanol .....	70
5.1.2.3.	Síntesis de Metanol a partir del Gas Natural - Tecnología MegaMethanol .....	72
5.1.2.3.1.	Desulfurización .....	72
5.1.2.3.2.	Saturación .....	72
5.1.2.3.3.	Reformado Autotérmico.....	73
5.1.2.3.4.	Reformación combinada.....	73
5.1.2.3.5.	Recuperación de calor perdido.....	73
5.1.2.3.5.1	Sección de refrigeración de gases de combustión.....	74
5.1.2.3.5.2	Sección de refrigeración del gas reformado .....	74
5.1.2.3.6.	Síntesis de Metanol.....	74
5.1.2.3.7.	Destilación del metanol .....	78
5.1.2.4.	Methanol to Olefins – MTO .....	79

5.1.2.4.1.	Descripción del Proceso Metanol a Olefinas - MTO (UOP/Hydro) .....	81
5.1.2.4.2.	Catalizador .....	83
5.1.2.4.3.	Mecanismo y Cinética de Reacción .....	85
5.1.2.4.4.	Rendimientos.....	86
5.1.2.4.5.	Análisis del Uso de energía durante los procesos como un factor de evaluación técnica.....	87
5.1.2.4.5.1	Uso de la Energía Acumulativa de Procesos (EAP).....	88
5.1.2.4.5.2	Productos Químicos de Alto Valor – PQAV.....	89
5.1.2.4.5.3	Análisis de la Energía vía Metanol a Olefinas - MTO .....	89
5.1.2.4.6.	Mejoras Adicionales .....	91
5.2.	Vía Etano.....	92
5.2.1.	Planta de Separación de Etano.....	93
5.2.1.1.	Proceso de Recuperación de Etano con Multireflujos, CRYOMAX-MRE (Technip).....	93
5.2.2.	Selección del Proceso de producción de olefinas a partir del etano.....	94
5.2.3.	Características Generales del Proceso de Steam Cracking .....	95
5.2.3.1.	Tecnología de Steam Cracking.....	98
5.2.3.1.1.	Hornos Tubulares .....	98
5.2.3.1.2.	Enfriamiento rápido (Quenching).....	99
5.2.3.1.3.	Compresión .....	100
5.2.3.1.4.	Fraccionamiento .....	101
5.2.4.	Características Específicas de la tecnología seleccionada - CB&I Lummus .....	102
5.2.5.	Análisis de la Energía Acumulativa de Procesos vía etano.....	104
5.2.6.	Características y Usos del Polietileno .....	105
Los procesos de Polimerización de las olefinas, son comunes a ambas rutas de producción, tanto por la vía del metano, como por la vía del etano.....		
5.2.6.1.	Polietileno de baja densidad (PEBD) .....	105
5.2.6.2.	Polietileno de alta densidad (PEAD) .....	106
5.2.6.3.	Polietileno lineal de baja densidad (PELBD) .....	106
5.2.7.	Tecnologías de producción del Polietileno .....	106
5.2.8.	Características y Usos del Polipropileno .....	109
5.2.8.1.	Homopolímeros .....	109
5.2.8.2.	Copolímeros al azar o random .....	109
5.2.8.3.	Copolímeros de impacto .....	110
5.2.9.	Tecnologías de producción de Polipropileno. ....	110
5.3.	Selección final de Tecnologías .....	111
5.3.	Configuración del Complejo Petroquímico. ....	112
5.4.	Evaluación Técnica comparativa entre ambas vías de producción .....	114
5.4.1.	Resultados .....	115

<b>CAPITULO VI - LOCALIZACION.....</b>	<b>116</b>
6.1. Aspectos Logísticos Asociados con la Producción de Polietileno y Polipropileno .....	116
6.1.1. Embarques en Contenedores .....	116
6.1.2. Ubicaciones para la Planta Petroquímica de Producción de Polietileno y Polipropileno. 117	
6.2. Factores a considerar para la localización de la planta.....	118
6.2.1. Criterios de Selección de Localización .....	118
6.3. Probables ubicaciones del polo petroquímico .....	119
6.3.1. Pisco y alrededores .....	119
6.3.2. Pampa Melchorita.....	119
6.3.3. Pampa Clarita.....	120
6.3.4. Facilidades portuarias .....	121
6.3.4.1. Locación y área de influencia .....	121
6.4. Ubicación de Polo Petroquímico de Poliolefinas .....	121
<b>CAPITULO VII - ASPECTOS AMBIENTALES .....</b>	<b>125</b>
7.1. Normativa .....	126
7.2. Impactos ambientales, socioeconómicos y riesgos. ....	127
7.2.1. Impactos ambientales .....	127
7.2.2. Sociales .....	128
7.3. Evaluación comparativa de los aspectos ambientales entre la vía del metano y de la vía del etano. ....	129
7.3.1. Análisis de las Emisiones de los procesos vía metano y etano. ....	130
<b>CAPITULO VIII - ANÁLISIS ECONÓMICO.....</b>	<b>131</b>
8.1. Análisis Económico para la ruta de producción de Poliolefinas a partir del Metano (GTP). 131	
8.1.1. Estimado de la Inversión .....	132
8.1.2. Precio del Gas Natural .....	133
8.1.2.1. Estimación del Precio de Gas Natural .....	133
8.1.2.2. INGRESOS ANUALES.....	137
8.1.2.3. EGRESOS.....	137
8.1.2. Análisis de riesgo y Sensibilidad.....	140
8.2. Análisis Económico para la ruta de producción de Poliolefinas a partir del Etano.....	143
8.2.1. Estimación de la inversión.....	144
8.2.2. Precio del Etano .....	144
8.2.2.1. Estimado del precio Local de Etano .....	145
8.2.2.2. Materia Prima y Producción (por Año) .....	147
8.2.2.3. INGRESOS ANUALES.....	147
8.2.2.4. EGRESOS.....	148

8.2.3. Análisis de riesgo y Sensibilidad.....	150
8.3. Resumen Comparativo del análisis económico para la producción de poliolefinas por la ruta del etano y la ruta del metano. ....	153
<b>CAPITULO IX - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>155</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>159</b>

### **ÍNDICE DE GRÁFICOS**

Gráfico 1. Demanda mundial de PEBD 2007 .....	4
Gráfico 2. Demanda Mundial de PELBD 2007.....	6
Gráfico 3. Demanda Mundial de PEAD - 2007 .....	7
Gráfico 4. Demanda Mundial de Propileno, año 2007 .....	8
Gráfico 5. Costos de Importación de Resinas Plásticas.....	12
Gráfico 6. Costos de Importación de Polímeros Plásticos Agrupados .....	14
Gráfico 7. Cantidades Importadas de Resinas Plásticas.....	15
Gráfico 8. Cantidades Importadas de Polímeros Plásticos.....	16
Gráfico 9. Origen de las Importaciones de Polipropileno, 2008.....	19
Gráfico 10. Origen de las Importaciones de PEAD, 2008.....	19
Gráfico 11. Origen de las Importaciones de PEBD, 2008.....	19
Gráfico 12. Origen de las Importaciones de Resinas Plásticas – 2008.....	21
Gráfico 13. Proyección de la Demanda según la tendencia lineal.....	21
Gráfico 14. Proyección de la Demanda según tendencia exponencial en miles de TM.....	22
Gráfico 15. Proyección de la demanda según tendencia polinómicas en miles de TM.....	22
Gráfico 16. Proyección de la demanda promedio en miles de TM.....	23
Gráfico 17. Exportaciones globales netas de Polietileno.....	25
Gráfico 18. Exportaciones Globales netas de Polipropileno.....	26
Gráfico 19. Comercio Neto de Polietileno en Latinoamérica.....	27
Gráfico 20. Comercio Neto de Polipropileno en Latinoamérica.....	28
Gráfico 21. Balance Oferta-Demanda, Producción y Tasas de Operación en América Latina.....	28
Gráfico 22. Las nuevas plantas en América Latina tienen una proximidad geográfica buena a los Estados Unidos .....	29
Gráfico 23. Proyectos Latinoamericanos para Polietileno.....	31
Gráfico 24. Proyectos Latinoamericanos de Polipropileno.....	32
Gráfico 25. Evolución de los montos exportados de productos manufacturados.....	42
Gráfico 26. Destinos de Exportación de Láminas y Películas de Polipropileno (SPN 3920.20.90.00) - 2008.....	43
Gráfico 27. Destinos de Exportación de Preformas, Frascos y Envases (SPN 3923.30.20.00) – 2008.....	43
Gráfico 28. Destinos de Exportación de Láminas y Películas de Polietileno (SPN 3920.10.00.00) - 2008 .....	43
Gráfico 29. Precios de importación de Resinas olefinicas.....	44
Gráfico 30. Evolución del Precio del crudo WTI.....	46
Gráfico 31. Precio del petróleo últimos 12 meses .....	46



Gráfico 32. Ampliación del Sistema de Transporte de Gas Natural – TGP y Gasoducto PLNG.....	55
Gráfico 33. Demanda Nacional de Gas Natural para los próximos 20 años por Sector Económico..	56
Grafico 34. Balance de Gas recuperable vs Demanda .....	57
Gráfico 35. Ruta del Metano.....	57
Gráfico 36. Ruta del etano .....	59
Gráfico 37. Cadena de Valor de las Olefinas .....	63
Gráfico 38. Ruta del Metano.....	64
Gráfico 39. Esquema de Conversión del Gas Natural a Combustibles Líquidos y Poliolefinas. ....	65
Gráfico 40. Esquema General para la producción de Olefinas ligeras a partir del Gas Natural .....	66
Gráfico 41. Composición molar sobre base libre de agua del Syngas producido en el SMR, con cambios en la presión, temperatura y la relación vapor/carbono (S/C).....	67
Gráfico 42: Composición molar en base libre de agua del Syngas producido en el ATR, con cambios en la relación O <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> y Vapor/Carbono (S/C).....	68
Gráfico 43: Composición molar en base libre de agua del Syngas producido en el reformador de CO <sub>2</sub> , con cambios en la relación O <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> y CH <sub>4</sub> /CO <sub>2</sub> .....	69
Gráfico 44. Esquema básico del proceso de producción de metanol.....	71
Gráfico 45. Síntesis de Metanol.....	76
Gráfico 46. Síntesis de Metanol en reactores combinados.....	77
Gráfico 47. PFD del proceso MTO.....	82
Gráfico 48. Esquema comparativo entre los tamices moleculares del Catalizador SAPO-34 (CHA) y el catalizador ZSM-5 (MFI).....	83
Gráfico 49. Imágenes por microscopia con barrido electrónico (SEM) de a) Sección transversal de una cordierita, b) Compuesto SAPO-34/Cordierita preparado con una solución de síntesis de SiO <sub>2</sub> y Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (proporción SiO <sub>2</sub> /Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> = 0.4, y c) Imagen ampliada de b. ....	84
Gráfico 50. Esquema comparativo entre los rendimientos del Catalizador SAPO-34 (CHA) y el catalizador ZSM-5 (MFI), configurado para una máxima producción de etileno. ....	84
Gráfico 51. Rendimientos vs Ratios de operación.....	87
Grafico 52. Comparación del Uso de la Energía Acumulativa de Procesos-EAP entre las tecnologías MTO de la UOP/Hydro y MTO de la ExxonMobil.....	90
Gráfico 53. Unidad de OCP integrado a una unidad de MTO. ....	91
Gráfico 54. Planta de Demostración del Proceso UOP/Hydro en Porsgrunn, Noruega. ....	92
Grafico 55. Ruta del etano .....	92
Grafico 56. Proceso CRYOMAX-MRE (Recuperación de Etano con Multireflujo).....	94
Gráfico 57. Zona Caliente del proceso de Steam Cracking.....	98
Gráfico 58. Torre de Quench-oil, un elemento clave en los actuales megacrackers (1000+ TMA).100	
Gráfico 59. Zona Fría del Proceso Steam Cracking.....	101
Gráfico 60. Proceso de Steam Cracking de Tecnología CB&I Lummus .....	103
Gráfico 61. Comparación del Uso de la Energía Acumulativa de Procesos-EAP entre el Steam Cracking de Nafta y el Steam Cracking de Etano. ....	105
Gráfico 62. Esquema Resumen del desarrollo de productos Petroquímicos .....	113
Gráfico 63. Comparación del Uso de Energía por la vía del Metano y la vía del Etano.....	115

Grafico 64. Ubicación de la Pampa Melchorita.....	120
Gráfico 65. Localización del Complejo Petroquímico de Poliolefinas adyacente a Perú – LNG. ....	124
Grafico 66. Comparación del estimado de emisión de CO <sub>2</sub> en cada ruta de producción de olefinas (TM CO <sub>2</sub> /GJ de energía consumida) .....	129
Grafico 67. Comparación del estimado de emisión de CO <sub>2</sub> en cada ruta de producción de olefinas (TM de CO <sub>2</sub> /TM de PQAV) .....	130
Grafico 68. Sensibilidad a los Precios de Productos.....	140
Grafico 69. Sensibilidad a la Capacidad de Producción.....	141
Grafico 70. Sensibilidad a los Precios de la Materia Prima (Gas Natural).....	142
Grafico 71. Sensibilidad a los Precios de Productos .....	150
Grafico 72. Sensibilidad a la Capacidad de Producción.....	151
Grafico 73. Sensibilidad a los Precios de la Materia Prima (Etano).....	152

### **ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1. Demanda mundial de PEBD 2007 .....	4
Tabla 2. Demanda Mundial de PELBD 2007.....	5
Tabla 3. Demanda Mundial de PEAD - 2007 .....	7
Tabla 4. Demanda Mundial de Polipropileno, año 2007.....	8
Tabla 5: Montos Importados de las principales resinas plásticas (CIF en MMU\$\$) .....	13
Tabla 6: Montos Importados de las principales resinas plásticas agrupados genéricamente (CIF EN MMU\$\$) .....	13
Tabla 7: Cantidades importadas de polimeros plasticos por subpartida (en miles de tm) .....	17
Tabla 8: Cantidades importadas de polimeros plasticos en tm .....	17
Tabla 9. Origen de las importaciones de Polímeros Plásticos. Período 2008.....	20
Tabla 10. Proyección de la Demanda para el año 2015 .....	23
Tabla 11. Capacidad Mundial Instalada de Etileno (2007).....	24
Tabla 12. Capacidad Mundial Instalada de Propileno (2007).....	25
Tabla 13. Empresas productoras de PP en el mercado regional. Capacidades y procesos, año 2008. ....	27
Tabla 14. Expansiones de PE y PP. ....	29
Tabla 15. Nuevas Plantas en Proyecto de PE y PP al año 2009.....	30
Tabla 16. Productos Plásticos Finales y Sectores Demandantes.....	36
Tabla 17: Montos exportados de Productos manufacturados: SPN versus Valor FOB en MMUS\$.....	41
Tabla 18. Evolución de los precios de Importación de Polímeros Plásticos: SPN vs. FOB (US\$/TM) .....	45
Tabla 19. Estimado de Mercado en función a la demanda proyectada. ....	49
Tabla 20. Capacidad de Producción del Complejo de Olefinas.....	48
Tabla 21. Volumen de gas recuperable en el Lote 88 (BCF).....	49
Tabla 22. Volumen de gas recuperable en el Lote 56 (BCF).....	49

Tabla 23. Hidrocarburos Originalmente in-situ y Recuperación Final Estimada Lotes 56 y 88.....	50
Tabla 24. Reservas de los Lotes 56 y 88 combinados.....	50
Tabla 25. Composición del Gas que llega a Melchorita. (Abril 2009).....	52
Tabla 26. Especificaciones Típicas en Redes de Distribución de California y México .....	53
Tabla 27. Mercado del gas natural en la zona de Lima y Callao.....	56
Tabla 28. Capacidad de las Unidades de Polimerización y requerimiento de insumo. ....	58
Tabla 29. Balance de materiales estimado para una Capacidad de producción de alrededor de 808,080 TMA de olefinas ligeras .....	58
Tabla 30. Capacidad de la Planta de Metanol y requerimiento de Metano al 100% de operación....	58
Tabla 31.Capacidad de la Planta de Metanol y requerimiento de Metano al 95 % de operación. ....	58
Tabla 32. Influencia de la carga en los rendimiento del Steam Cracker (% Peso) .....	59
Tabla 33. Sumario del Proyecto de 1,000,000 TMA de etileno.....	60
Tabla 34. Balance de Masa en el Steam Cracker al 100 %.....	60
Tabla 35. Alimentación de etano al 100 % de operación.....	60
Tabla 36. Sumario del Proyecto de 800,000 TMA de etileno (80% de la capacidad instalada).61	
Tabla 37. Balance de Masa en el Steam Cracker al 80 % . ....	61
Tabla 38. Etano Requerido para el Polo Petroquímico (80% de Capacidad Instalada) .....	61
Tabla 39. Cantidad requerida de flujo de gas y en Reserva. ....	62
Tabla 40. Cuadro resumen de ambas vías de producción .....	62
Tabla 41. Procesos Petroquímicos para la producción de Olefinas Ligeras.....	64
Tabla 42. Características de los reformadores SMR, ATR y CO2 .....	70
Tabla 43. Tecnologías para la producción de metanol.....	71
Tabla 44. Desarrollo histórico del proceso MTO.....	80
Tabla 45. Tabla de Rendimiento y ratios de operación.....	87
Tabla 46. Procesos para la conversión Gas a Olefinas (todos los rendimientos son máximos y son dados como peso del producto dividido por el del Gas Natural).....	88
Tabla 47. Uso de la Energía Acumulativa de Procesos por la vía del metano (la energía contenida en la materia prima y de los PQAV son excluidos de la EAP) .....	90
Tabla 48. Licenciantes de Tecnologías para el proceso Steam Cracking .....	95
Tabla 49. Rendimientos típicos en Steam Cracking.....	96
Tabla 50. Uso de la Energía Acumulativa de Procesos por la vía del etano (la energía contenida en la materia prima y de los PQAV son excluidos de la EAP) .....	104
Tabla 51. Densidad y cristalinidad.....	105
Tabla 52. Licenciantes deTecnologías para producir PE.....	107
Tabla 53. Pre-selección de Tecnologías. ....	108
Tabla 54. Tipos de polipropileno.....	109
Tabla 55 .Tecnologías para producir PP .....	110
Tabla 56. Pre-selección de Tecnologías de producción de PP .....	111
Tabla 57. Cuadro final de Selección de Tecnologías .....	112
Tabla 58. Comparación de los aspectos técnicos entre la vía del Metano y la vía del Etano .....	114
Tabla 59. Comparación de los procesos de MTO vs Steam Cracking.....	114

Tabla 60. Tráfico de Contenedores en Puertos Peruanos.....	118
Tabla 61. Cuadro resumen Para los criterios de Selección de la Localización del Complejo de Olefinas. ....	122
Tabla 62. Asuntos ambientales asociados al Complejo petroquímico.....	125
Tabla 63. Factores de Emisión para las rutas de producción de Olefinas vía metano y vía etano (TM de CO <sub>2</sub> por GJ de energía consumida) .....	129
Tabla 64. Cuadro comparativo del posible impacto en el incremento de las emisiones de CO <sub>2</sub> .....	130
Tabla 65. Estimados de Inversión indicados por los Licenciantes. ....	132
Tabla 66. Características del Henry Hub.....	134
Tabla 67. Calidad del Gas en las redes de distribución de la Sabine Pipe Line Company .....	134
Tabla 68. Costo de Oportunidad Mercado Interno .....	135
Tabla 69. Cálculo del Precio Netback .....	135
Tabla 70. Comparación en Boca de Pozo con los precios.....	135
Tabla 71. Estimado de precio de GN para petroquímica puesto en Melchorita.....	135
Tabla 72. Inversión fija para el complejo petroquímico de poliolefinas vía metano en mm us\$.....	136
Tabla 73. Capital de Trabajo .....	137
Tabla 74. Ingresos Anuales.....	137
Tabla 75. Egresos por concepto de Costos Fijos, Costos Variables y Materia Prima.....	138
Tabla 76. Flujo de Caja en MMUS\$.....	139
Tabla 77. Sensibilidad a los Precios de Productos .....	140
Tabla 78. Sensibilidad a la Capacidad de Producción .....	141
Tabla 79. Sensibilidad a los Precios de la Materia Prima (Gas Natural) .....	142
Tabla 80. Estimación de la Inversión ISBL/OSBL para las 4 plantas .....	144
Tabla 81. Características del Precio Etano Mont Belvieu .....	144
Tabla 82. Costo de Oportunidad del Etano .....	145
Tabla 83. Cálculo del Precio Netback para el Etano.....	145
Tabla 84. Precio del etano en Melchorita.....	145
Tabla 85. Margen de precio del Etano USA vs Etano Camisea .....	145
Tabla 86. Inversión fija para el complejo petroquímico de poliolefinas vía etano en mm us\$.....	146
Tabla 87. Ingresos por concepto de venta de producto .....	147
Tabla 88. Egresos por concepto de Materia Prima y Costos de Operación.....	148
Tabla 89. Flujo de caja (MMUS\$) .....	149
Tabla 90. Sensibilidad a los Precios de Productos.....	150
Tabla 91. Sensibilidad a la Capacidad de Producción.....	151
Tabla 92. Sensibilidad a los Precios de la Materia Prima (Etano) .....	152
Tabla 93. Resumen Comparativo del análisis económico para la producción de poliolefinas por la ruta del etano y la ruta del metano. ....	153
Tabla 94. Estimado de emisiones de CO <sub>2</sub> por la vía del Metano y por la vía del Etano. ....	156
Tabla 95. Cuadro síntesis del análisis económico .....	157
Tabla 96. Cuadro síntesis global. ....	157
Tabla 97. CUADRO COMPARATIVO FINAL .....	158

## CAPITULO I

### ANTECEDENTES

El Perú ha tenido en estos últimos años un crecimiento favorable de su economía, que se ve reflejado en un balance positivo<sup>1</sup>, según lo demuestran los actuales lineamientos de comercio exterior. Un informe del BBVA Banco Continental en julio del año 2008, indica que la economía peruana habría alcanzado un crecimiento que oscilaría entre 8.2 y 8.6 por ciento, confirmando el dinamismo que muestra la actividad económica en diversos sectores; uno de los que representa mayor crecimiento es el sector construcción, así también el sector agroindustrial y el de manufactura de productos textiles y de plásticos.

Bajo este saludable clima económico, se suma la estabilidad política del país y un marco jurídico que garantiza y avala las inversiones privadas, En este sentido, el World Economic Forum informó que Perú ocupa el segundo lugar en protección al inversionista a nivel latinoamericano, con una calificación de un 6.7, detrás de Puerto Rico, que alcanza un 7. Según otra medición efectuada por el banco de inversión JP Morgan, mediante su denominado Emerging Markets Bond Index (EMBI) publicada por Cbonds el 19 de septiembre de 2008, se tiene un panorama alentador para Perú situándolo tercero con menor Riesgo País.

<b>América Latina Riesgo País (EMBI) (Puntos Básicos)*</b>		
	<b>País</b>	<b>EMBI</b>
1	México	222
2	Panamá	252
3	Perú	254
4	Colombia	260
5	Brasil	285
6	Venezuela	798
7	Argentina	806
8	Ecuador	927

\*Al 19-09-2008. Fuente: CBonds

Es así que numerosas empresas extranjeras de talla mundial se vean interesadas y pretendan realizar inversiones en el país. Rescataremos para este estudio, las que se realizarían en el sector petroquímico, específicamente las destinadas a la producción

---

<sup>1</sup> Balanza Comercial, BCRP, ver anexo 1.

de poliolefinas, como es el caso de Petrobrás, Braskem de Brasil, SK de Corea del Sur, Reliance de la India, entre otras.

Además, en el país existe ya una ley de promoción que incentiva y da ventajas para inversiones en el sector petroquímico fundamentalmente en la petroquímica básica, como se estipula en la **Ley N° 29163** Ley de promoción para el desarrollo de la industria petroquímica, aprobado en el pleno del congreso en fecha (20/12/07).

Por otra parte, analizando la industria nacional vemos que el crecimiento de los diversos sectores: construcción, agroindustria y manufacturas textiles y de plásticos, atañen decidida y directamente en el incremento de las importaciones de resinas plásticas (principalmente polietileno y polipropileno); así en el periodo 2000-2006 estas representan un incremento que va de las 300,000 TM a más de 530,000 TM, es decir un crecimiento del 80 %. De esta manera sabemos que el mercado de poliolefinas a nivel local ha tenido un incremento directo en función al incremento de la importación de este insumo para la industria de los plásticos, que hoy en día ha crecido a un ritmo del 5 % anual, lo que es satisfactorio para el rubro, así lo confirman estudios realizados por el Departamento de Estudios Económico del Banco Wiese Sudameris y el Banco Interamericano de Desarrollo. No es que se trate de un fenómeno local, la demanda de plásticos y por ende de sus insumos es uno de los que mueve mayores capitales en el mundo. Solo en Latinoamérica, que es el 6% de esta industria, representa anualmente alrededor de 5,000 MMUS\$.

Por todas estas razones es importante pensar decididamente en la realización de este estudio, de manera que se den los mecanismos para la implementación de una industria petroquímica primaria e intermedia a partir del gas natural, como lo sería un complejo que produzca poliolefinas, que además de presentar un efecto multiplicador de 7.33 veces respecto a su uso como combustible, proporcione los insumos necesarios para una industria petroquímica final ya desarrollada, como lo es la industria de plásticos.

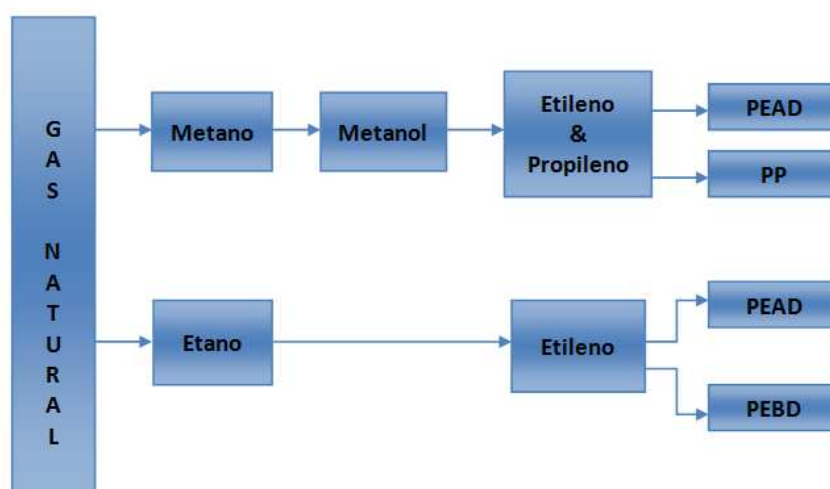
## CAPITULO II

### OBJETIVOS, ALCANCES DEL ESTUDIO E HIPOTESIS

Este estudio tiene como objetivo determinar la factibilidad de mercado, técnica, económica y medioambiental para la implementación de un complejo petroquímico que produzca poliolefinas, específicamente polietilenos (PE) y polipropileno (PP).

La producción de poliolefinas se fundamenta en analizar la conveniencia de utilizar como materia prima el metano o el etano; ambos se obtendrían de las reservas de gas natural de Camisea (gráfico A).

Gráfico A. Rutas del Metano y el Etano para la obtención de Poliolefinas



El análisis consiste en determinar bajo qué condiciones es factible uno u otro proceso y cuál de ellos puede constituirse en la mejor alternativa de instalación en el Perú, dado que se dispone de las materias primas.

Dentro del marco ambiental determinar los posibles efectos que puedan acarrear la ejecución de la obra y la operación de la misma durante su vida útil. Para este efecto, se tomara a las emisiones de CO<sub>2</sub> como variable de estudio, debido a la importancia que últimamente tiene controlar y reducir las emisiones de este gas de efecto invernadero.

### HIPOTESIS

El estudio técnico-económico-medioambiental comparativo entre las materias primas metano y etano obtenidos a partir del gas natural de Camisea, permitirá conocer la viabilidad de la mejor alternativa para la implementación de un complejo petroquímico en el Perú que cubra la creciente demanda de poliolefinas.

## CAPITULO III

### ESTUDIO DE MERCADO

#### 3.1. ANALISIS DE LA DEMANDA DE POLIOLEFINAS

##### 3.1.1. DEMANDA MUNDIAL

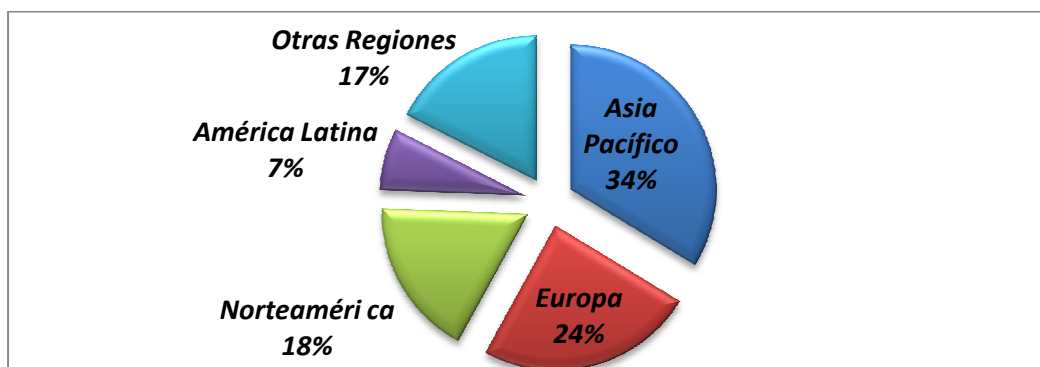
##### 3.1.1.1. Polietileno de Baja Densidad

La tabla 1 nos muestra la demanda mundial de polietileno de baja densidad para el año 2007, en el que se alcanzó un total de 18,9 millones de toneladas, lo que se traduce en una tasa global de operación de 90 %. Como vemos en el gráfico 1, el 33,7 % del consumo tuvo lugar en los países de Asia-Pacífico, en Europa occidental el 24,3 %, en Norteamérica 17,6 % y el resto en otras regiones. El 6,9 % fue consumido en América Latina. En Norteamérica (Estados Unidos, México y Canadá), 3,3 millones de toneladas fueron consumidas y las tasas de operación repuntaron a 93 %. Esto ha sido posible, porque los productores de Estados Unidos han logrado compensar la desaceleración de consumo interno con exportaciones, ejercicio que ha sido además facilitado por la debilidad del dólar (sin embargo, en términos anuales, las exportaciones de PEBD desde Estados Unidos fueron menores que en 2006).

Tabla 1. Demanda mundial de PEBD 2007

<b>POLIETILENO DE BAJA DENSIDAD (MMTM)</b>	
Asia Pacífico	6.37
Europa	4.59
Norteamérica	3.33
América Latina	1.3
Otras Regiones	3.31
TOTAL	18.9

Gráfico 1. Demanda mundial de PEBD 2007



Fuente: B2B Portales, Tecnología del Plástico.



Las expectativas son que, si no existen nuevas inversiones, la región NAFTA (*North American Free Trade Agreement*)<sup>2</sup> se mantendrá como un importador neto de PEBD al menos en el mediano plazo.

### 3.1.1.2. Polietileno Lineal de Baja Densidad

La Tabla 2 nos muestra la demanda mundial de polietileno lineal de baja densidad (PELBD) que alcanzó 19,6 millones de toneladas en 2007, lo que se traduce en una tasa global de operación excepcionalmente alta de 94 %, que se espera además se sostenga o tenga un ligero incremento durante los siguientes años (asumiendo que Estados Unidos no sufra una recesión real; consideramos que será más bien una desaceleración que pudiera continuar al menos durante la mayor parte del año). Como vemos en el gráfico 2, el 40 % del consumo fue generado por los países de Asia-Pacífico, Europa Occidental participó con el 18,4 %, Norteamérica con el 26,9 % y el resto se consumió en otras regiones. América Latina contribuyó con 5,6 % de la demanda mundial.

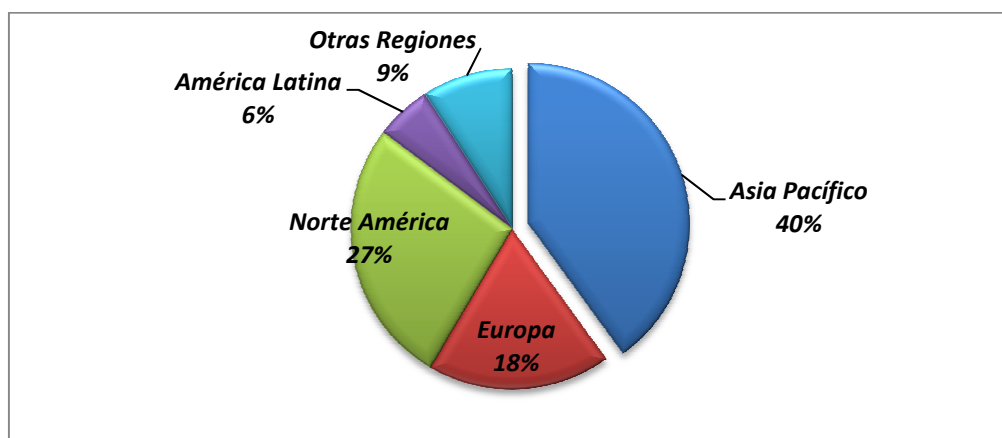
En Norteamérica, el consumo de PELBD fue mayor al de PEBD, con 5,3 millones de toneladas consumidas en 2007; las tasas de operación fueron las más altas de al menos los últimos 12 años, alcanzando un extraordinario 97 % (el año 2006 fue de 94%). Es posible que las exportaciones desde Estados Unidos se reduzcan en unas 150 mil toneladas para satisfacer la demanda interna. Dadas las tendencias de demanda e inversión, todo apunta a que en 2011 la región de NAFTA pudiera pasar de ser un exportador neto de PELBD a importador neto. De continuar así, entre 2014 y 2015 las importaciones netas de la región podrían haber sobrepasado las 700 mil toneladas.

**Tabla 2.** Demanda Mundial de PELBD 2007.

<b>POLIETILENO LINEAL DE BAJA DENSIDAD (MMTM)</b>	
Asia Pacífico	7.84
Europa	3.61
Norteamérica	5.27
América Latina	1.1
Otras Regiones	1.78
TOTAL	19.6

<sup>2</sup> *Tratado de Libre Comercio de América del Norte* [TLCAN], suscrito entre EEUU, Canadá y México.

**Gráfico 2.** Demanda Mundial de PELBD 2007.



Fuente: B2B Portales, Tecnología del Plástico.

### **3.1.1.3. Polietileno de Alta Densidad**

El polietileno de alta densidad es la familia de resinas dentro de los polietilenos que tiene la mayor demanda. En 2007, el consumo mundial fue de alrededor de 31,6 millones de toneladas, tal como se muestra en la tabla 3. Los productores operaron a un promedio de 91 %, la tasa más alta en muchos años. De no haber eventos inesperados negativos de impacto global, se espera que esta cifra se incremente aún más durante los siguientes años, resultando en una limitación global de abasto de esta resina.

También el consumo de PEAD es dominado por los países de Asia-Pacífico, que dan cuenta por el 36,4 % del consumo. Norteamérica es el segundo consumidor de esta poliolefina, con el 25,7 % de la demanda mundial, seguida por Europa Occidental, que participó con el 16,9 % de la demanda en 2007. América Latina generó el 6,3 % de la demanda mundial. Véase gráfico 3.

También en Norteamérica, el PEAD es la familia dominante de polietilenos. Tras crecer 5,7 % respecto a 2006, la demanda en la región alcanzó 8,4 millones de toneladas en 2007. Las tasas de operación continuaron la tendencia al alza iniciada en 2006, cuando se incrementaron de 82 a 88 %; alrededor de 91 % para 2007 y un aproximado de 95 % el 2008. Lo que incidió en el alza de los precios, debido a la alta demanda.

Con el crecimiento sostenido de la demanda de esta resina y la insuficiencia de inversiones, es prácticamente inevitable que ya para 2010 la región se haya convertido en un importador neto de PEAD. Puesto que hasta hoy no parece haber nada que se

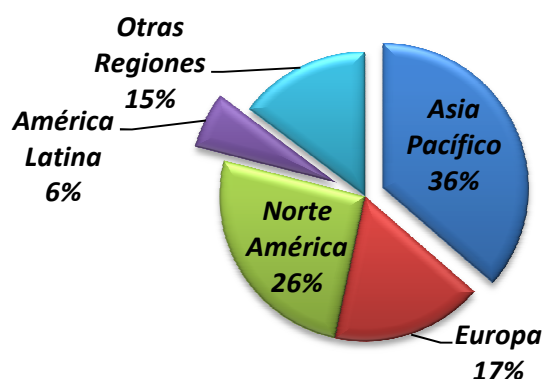
contraponga a esta tendencia, más de un millón de toneladas de importación neta de PEAD pudieran ser el balance de la región para 2015.

**Tabla 3.** Demanda Mundial de PEAD - 2007

<b>POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD (MMTM)</b>	
Asia Pacífico	11,50
Europa	5,34
Norteamérica	8,12
América Latina	1,99
Otras Regiones	4,65
<b>TOTAL</b>	<b>31,60</b>

Fuente: B2B Portales, Tecnología del Plástico.

**Gráfico 3.** Demanda Mundial de PEAD - 2007



Fuente: B2B Portales, Tecnología del Plástico.

#### **3.1.1.4. Demanda del Polipropileno a nivel mundial**

En un punto en que las tasas de operación mundiales parecieran haberse estabilizado en 94 %, la demanda global de PP alcanzo 45,8 millones de toneladas el año 2007, 5,2 % por encima de 2006, como se muestra en la tabla 4.

Según se aprecia en el grafico 4, los países de Asia-Pacífico tienen una participación notablemente alta en el consumo mundial de PP, alrededor de 45 % del consumo.

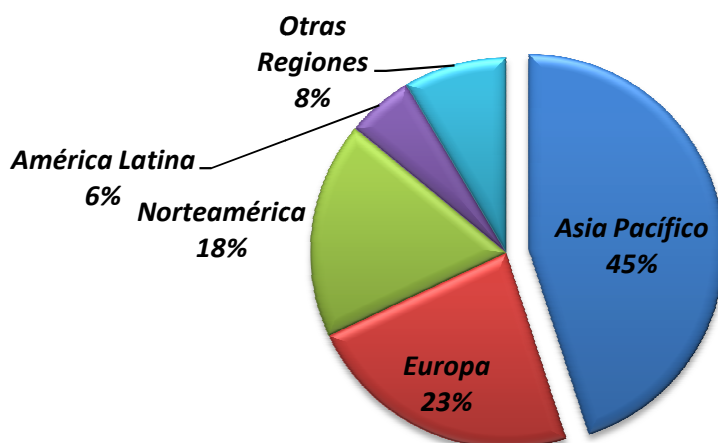
Norteamérica, por su parte, tiene aquí una de sus participaciones más bajas en la demanda mundial; un 18 % de la demanda global deja a la región ligeramente a la zaga de Europa, que participó con alrededor de 23 % de la demanda en 2007.

El consumo en América Latina representó ligeramente más del 5,5 % del total mundial.

**Tabla 4.** Demanda Mundial de Polipropileno, año 2007.

<b>POLIPROPILENO (MMTM)</b>	
Asia Pacífico	20.61
Europa	10.53
Norteamérica	8.24
América Latina	2.52
Otras Regiones	3.89
TOTAL	45.79

**Gráfico 4.** Demanda Mundial de Propileno, año 2007



Fuente: B2B Portales, Tecnología del Plástico.

La demanda de PP en Norteamérica (la región NAFTA) tuvo una ligera caída tanto en 2005 como en 2006. Sin embargo, en 2007, tuvo un crecimiento sorprendentemente alto, de algo más que 5 %. El consumo de esta resina alcanzó 8,24 millones de toneladas en la región. Con 96 %, las tasas de operación alcanzaron su punto más alto de los últimos tres años.

El último “pico” había sido alcanzado en 2004, cuando las plantas operaron en promedio a un 98 % de su capacidad. Afortunadamente para los países que consumen resina producida en Norteamérica (principalmente Centroamérica, el Caribe y la parte norte del Cono Sur), la ligera baja de demanda interna de resinas observada en Estados Unidos ha sido compensada con exportaciones, por lo que dichos

consumidores no han sufrido aún falta de abasto (la capacidad neta de la región NAFTA experimentará un ligera reducción neta, a pesar del arranque de la planta de Indelpro en México<sup>3</sup>).

De una forma u otra, Norteamérica se encuentra a convertirse en un importador neto de PP. El panorama es tal que la posición neta como importador de la región se incrementará a grandes saltos y para 2012, las importaciones netas podrían ser del orden de 1,4 millones de toneladas, necesarias para complementar el abasto de los 10,3 millones de toneladas que Canadá, Estados Unidos y México demandaran en conjunto. Es posible que entonces vuelva a iniciarse una insuficiencia de abasto que probablemente alcance su punto más alto en 2014-2015.

### **3.1.2. DEMANDA LATINOAMERICANA DE POLIOLEFINAS**

#### **3.1.2.1. Polietileno de Baja Densidad y Polietileno lineal de baja densidad - LA**

América Latina (excluyendo México) tuvo una demanda de alrededor de 1,3 millones de toneladas de PEBD en 2007 (3,7 % por encima de 2006). Las tasas de operación han sido también altas, en un promedio regional anual de 92 % (similar a 2006), lo que combinado con lo que se observa en Norteamérica implica ciertas limitaciones de abasto. Es muy posible que entre los años 2012 y 2013 América Latina sea autosuficiente y crezca paulatinamente como exportador neto de PEBD (en la práctica, se importan ciertos grados de resina, a la vez que se exportan otros). Para 2015, se esperaría un balance positivo de 250 mil toneladas. Los mayores productores serán Brasil y Venezuela. El consumo en la región (América Latina sin México) habrá claramente sobrepasado 1,5 millones de toneladas.

Es así que dentro en el sector, hay inversiones anunciadas para los próximos años, tanto en petroquímica básica como en productos derivados. Inversiones de Braskem, Petrobras, Pequiven, Westlake, Pluspetrol, SK Group, en países tales como Brasil,

---

<sup>3</sup> “Con una inversión de más de 200 millones de dólares, la segunda línea de polipropileno permitirá a Indelpro incrementar su capacidad anual de producción en 350 mil toneladas, para llegar a un total de 600 mil. Indelpro es una alianza entre Alfa, uno de los grupos industriales más importantes en México, y LyondellBasell, líder en tecnologías y producción de poliolefinas a nivel mundial. Indelpro se convierte además en la cuarta planta productora de polipropileno más grande de Norteamérica gracias a esta expansión”. Indelpro arranca su segunda línea de polipropileno, 24 de Mayo de 2008, Mundo Plástico [http://www.todoenplastico.com/noticias/noticia.asp?id\\_noticia=141](http://www.todoenplastico.com/noticias/noticia.asp?id_noticia=141)

Venezuela, Perú<sup>4</sup>, Trinidad y Tobago son sólo una muestra de todo aquello que dará forma al contexto de los próximos años. En Brasil (Complejo Petroquímico de Río de Janeiro), Venezuela (varios proyectos por parte de Pequiven) y Panamá (el recientemente anunciado Centro Energético de las Américas-CELA)<sup>5</sup> se habla de ambiciosos proyectos de gran alcance que persiguen crear centros energéticos y petroquímicos integrados. La regla global regirá por supuesto también para Latinoamérica, el acceso a materias primas competitivas, de bajo costo será determinante.

La demanda de PELBD en América Latina creció 12 % respecto a 2006, para alcanzar 1 millón cien mil toneladas en 2007. Las tasas de operación dieron un salto significativo, promediando 90 % en la región (un 84 % durante el año 2006) de forma que dicha sincronía se sumó para causar ciertas limitaciones de abasto y los consecuentes ajustes de precios. La demanda en América Latina se acercará a las 400 mil toneladas.

### **3.1.2.2. Polietileno de Alta Densidad - LA**

Respecto al PEAD se incrementó la demanda en casi 9 % respecto a 2006. En 2007 se consumieron 1,99 millones de toneladas y 2,2 millones de toneladas durante el 2008. Las tasas de operación en la región no han alcanzado los mismos niveles de Norteamérica. Sin embargo, el 87 % para 2007 es el nivel más alto posterior al año 2006. Es probable que incluso se observe un ligero incremento durante 2009.

La dependencia de América Latina de las importaciones continuará hasta 2013. Es después de este año que la región podría alcanzar la auto-suficiencia y convertirse en un exportador neto (en 2015, la exportación neta podría ser un poco mayor a las 250 mil toneladas). Brasil y Venezuela dominarán por mucho el escenario de los productores en América Latina en un momento en que la demanda en la región podría superar 3,5 millones de toneladas, equivalente al 7,4 % de la demanda mundial<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> SK Group evalúa invertir US\$3.000 mn en industria petroquímica – Perú (Bussines News Americas, Jueves 28, Mayo 2009). Ver anexo 2

<sup>5</sup> Cela: el nuevo polo energético de Panamá Mauro Nogarín, Junio 2009, Petróleo Internacional - B2Bportales, Inc. Ver Anexo 3

<sup>6</sup> Foco en las Américas, ¿cuál es el panorama hoy? Raúl Arias, Gerente para América Latina, Nexant Inc., Abril 2008

### **3.1.2.3. Polipropileno - LA**

Durante el año 2007 América Latina consumió alrededor de 2,19 millones de toneladas de PP. Esto representó un crecimiento de más de 7 % respecto a 2006. Con una producción de alrededor de 2,2 millones de toneladas (tasa de operación de 91 %), la región pudo exportar una mínima diferencia neta, aunque se pronostican exportaciones netas mayores a las 100 mil toneladas después del 2008. Durante 2010, la región estará prácticamente balanceada, y será a partir de éste momento que las exportaciones netas de la región mantendrán un incremento continuo.

### **3.1.3. ANALISIS DE LA DEMANDA NACIONAL**

El total de la demanda de resinas está directamente relacionada con la importación de los polímeros Polipropileno, Copolímeros de Propileno, Polietileno de Alta Densidad (PEAD), Polietileno de Baja Densidad (PEBD), Politereftalato de Etileno (PET) y Policloruro de Vinilo (PVC).

Para el estudio de estas resinas nos remitimos a los datos proporcionados por la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), en la que los productos en cuestión se encuentran identificados a través de un código numérico de diez dígitos denominado Subpartida Nacional<sup>7</sup>.

#### **3.1.3.1. Importación de PEAD, PEBD y otras resinas plásticas:**

##### **3.1.3.1.1. Montos de importación**

La importancia de conocer los montos de importación de las resinas plásticas, incide directamente en la cuantificación de la salida de divisas del país y el ahorro que supondría la instalación de un Complejo Petroquímico que produzca estas resinas olefínicas.

Tomando como fuente a la SUNAT, la tabla 5 nos muestra la evolución de los montos importados de las principales resinas plásticas para la industria de plásticos en el periodo del año 2000 al año 2008.

En este periodo hay un claro incremento en las importaciones de resinas plásticas olefínicas, según datos proporcionados por la SUNAT, estos van desde 120,930 TM

---

<sup>7</sup> Arancel de Aduanas 2007. D.S. N° 017-2007-EF (01.04.2007).

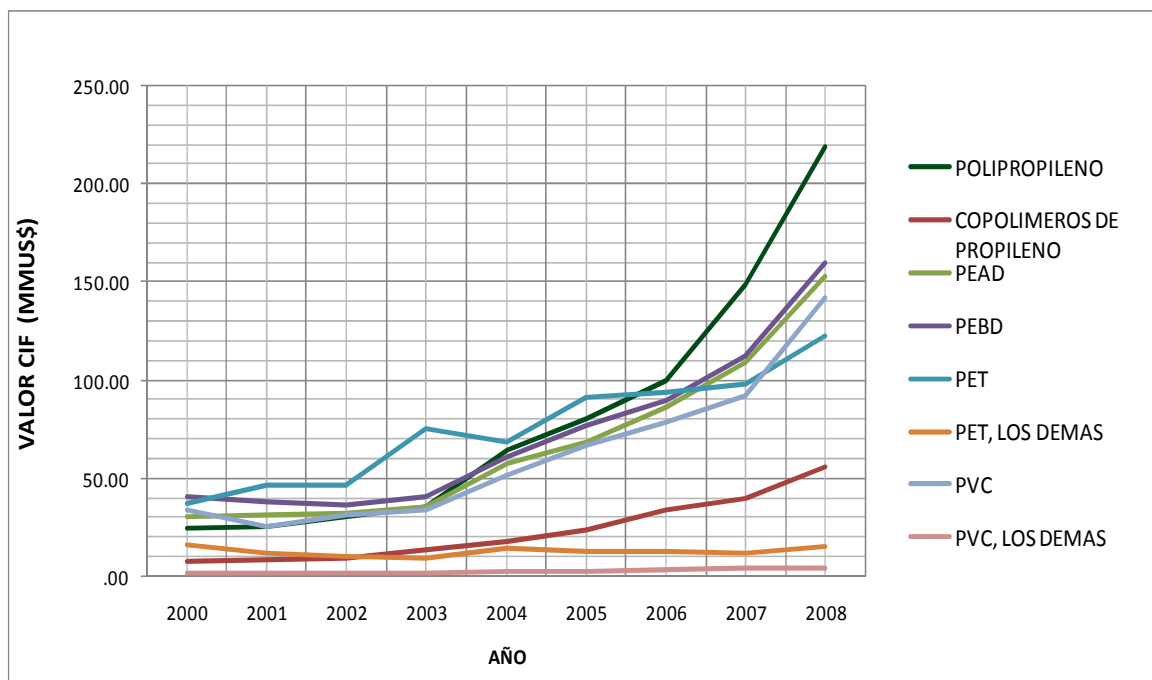
(101,85 MMUS\$) hasta 335,977 TM (587,31 MMUS\$), lo que representa un incremento de 178 % de cantidad importada y 476 % en costos.

En la tabla 6 se agrupan las resinas de forma genérica, para entender de manera global el monto de importaciones de estas resinas, así por ejemplo se agruparon las partidas 3901.20.00.00 y 3901.10.00.00, que corresponden al Polietileno de densidad Superior a 0,94 (PEAD) y al Polietileno de densidad inferior a 0.94 (PEBD).

Así también, observamos que los mayores montos de importación para el año 2008, corresponden al Polietileno con 312.21 millones de dólares y al Polipropileno con 275.10 millones de dólares, representando un incremento global de 341 % y 783 % respectivamente a partir del año 2000.

El gráfico 5 nos muestra la evolución de los montos de importación desde el año 2000 al año 2008, para las principales resinas importadas, donde observamos el crecimiento vertiginoso del polipropileno (SPN 3902.10.00.00) con un 29 % de crecimiento promedio anual, impulsado por el sostenido desarrollo de la industria pesquera, ya que como se menciona, este sector requiere para el empaçado el uso de bolsas Big Bag.

**Gráfico 5.** Costos de Importación de Resinas Plásticas.



Fuente: Aduanas (Elaboración propia)



**Tabla 5:** Montos Importados de las principales resinas plásticas (CIF en MMU\$\$)

SPN	RESINA PLASTICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
3902.10.00.00	POLIPROPILENO	23.99	24.61	29.66	35.35	63.58	79.57	99.52	149.00	219.07
3902.30.00.00	COPOLIMEROS DE PROPILENO	7.15	8.02	9.13	12.78	17.46	23.30	33.68	39.87	56.02
3901.20.00.00	PEAD	29.82	30.97	31.18	34.91	57.03	68.01	86.20	109.12	152.83
3901.10.00.00	PEBD	40.89	37.74	36.37	40.45	60.58	76.40	89.83	111.87	159.38
3907.60.00.10	PET	36.86	46.05	45.83	75.48	68.53	91.56	93.78	98.35	122.83
3907.60.00.90	PET, LOS DEMÁS	16.05	11.02	9.28	8.70	13.81	12.35	12.31	11.06	14.94
3904.10.20.00	PVC	33.82	25.08	31.28	33.63	50.97	66.64	78.68	91.76	142.07
3904.10.10.00	PVC, LOS DEMÁS	1.41	1.56	1.76	1.65	2.32	2.58	2.75	3.75	3.88
<b>SUBTOTAL</b>		188.58	183.49	192.74	241.30	331.95	417.84	493.99	611.05	867.16

**Tabla 6:** Montos Importados de las principales resinas plásticas agrupados genéricamente (CIF EN MMU\$\$)

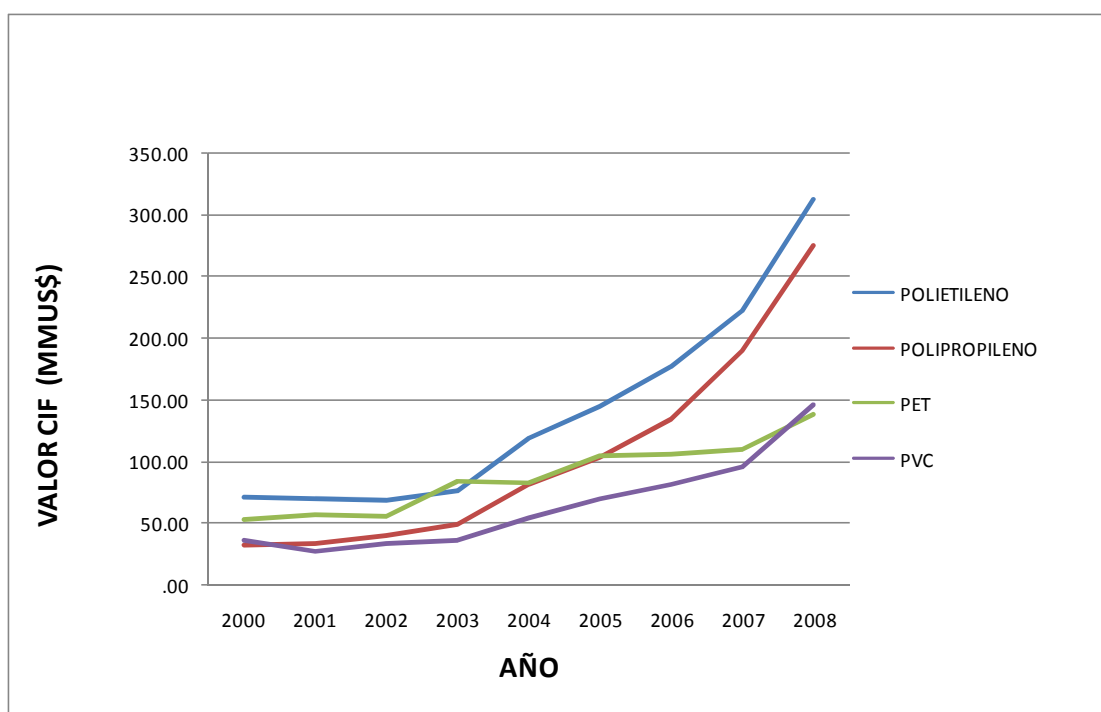
POLIMERO PLASTICO	SPN	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
POLIETILENO (PE)	3901.20.00.00									
	3901.10.00.00	70.72	68.71	67.55	75.36	117.60	144.41	176.02	220.99	312.21
POLIPROPILENO (PP)	3902.10.00.00									
	3902.30.00.00	31.14	32.63	38.79	48.13	81.04	102.88	133.20	188.87	275.10
PET	3907.60.00.10									
	3907.60.00.90	52.91	57.06	55.12	84.18	82.34	103.91	106.09	109.41	137.77
PVC	3904.10.20.00									
	3904.10.10.00	35.23	26.64	33.04	35.28	53.29	69.22	81.43	95.52	145.95
<b>TOTAL POLIOLEFINAS (PE +PP)</b>		101.85	101.34	106.34	123.49	198.64	247.29	309.22	409.87	587.31

Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

En cuanto al PEBD y el PEAD vemos que presentan una tendencia muy similar, aumentando su crecimiento a la par a un ritmo promedio anual de 20 %. Por otra parte se observa que durante el periodo del año 2001 al 2005 los mayores costos de importación correspondían al PET, siendo actualmente desplazado por el PP y el PE.

El gráfico 6 muestra la evolución de los montos de importación de resinas agrupadas en formas genéricas, para un enfoque global de los mismos, desde el año 2000 hasta el año 2008, observando que el polietileno aumentó a un ritmo de 20 % y el polipropileno aumento a un ritmo de 29 % promedio anual.

**Gráfico 6. Costos de Importación de Polímeros Plásticos Agrupados**



Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

En los últimos años estos montos de importación se ven acentuados más aun, con el alza del precio del petróleo, sobre todo en el periodo 2007-2008, donde el petróleo alcanzo valores record de casi 150 \$ el barril de crudo WTI<sup>8</sup>.

### 3.1.3.1.2. Volúmenes de importación

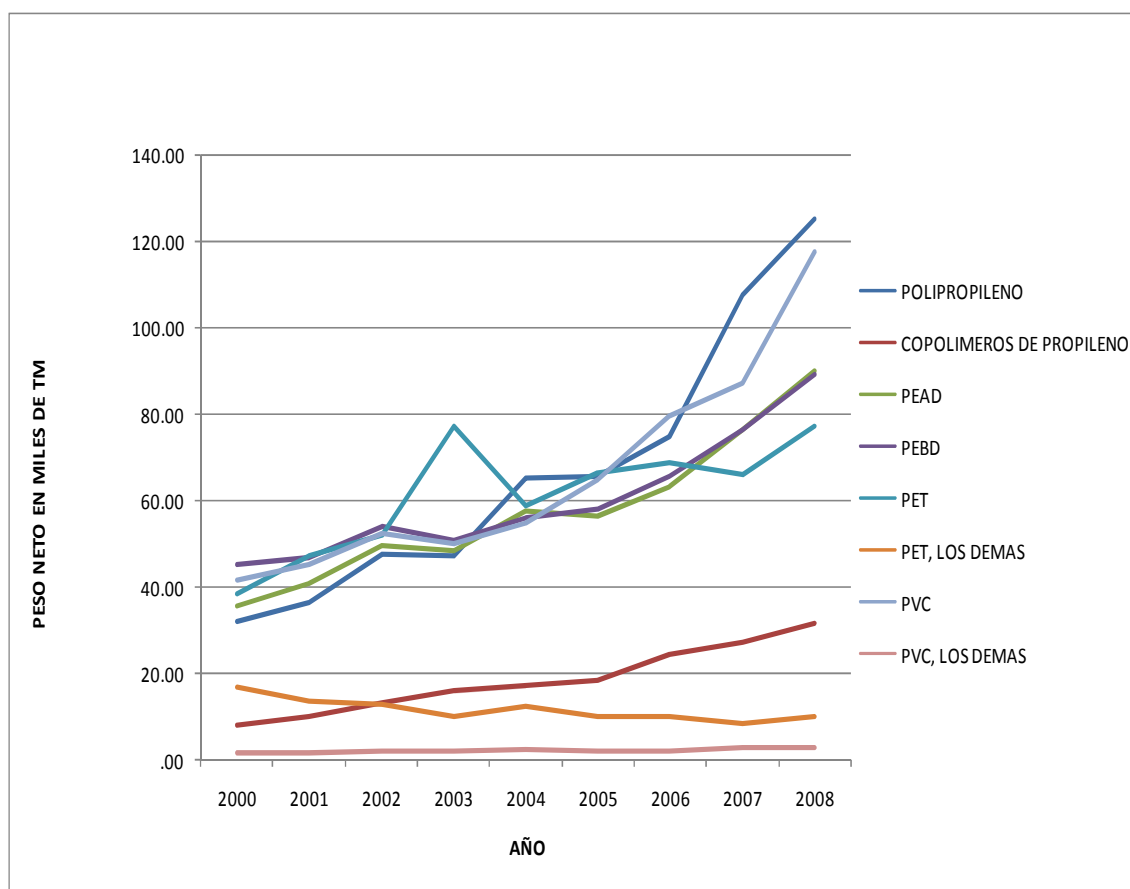
Del mismo modo que los montos de importación analizamos la cantidad de de resinas plásticas importadas desde el año 2000 hasta el año 2008, esto con el objetivo de

<sup>8</sup> Ver la sección Comportamiento de los Precios.

cuantificar la necesidad del mercado interno, ante la ausencia de producción local. Fundamentalmente haremos hincapié en las correspondientes al Polietileno y Polipropileno.

El gráfico 7, nos muestra la evolución de la cantidad de resinas importadas en el periodo 2000 al 2008, donde vemos que el propileno ( SPN 3902.10.00.00) es la resina de mayor demanda en el sector, importándose en el 2008 más de 125 000 TM.

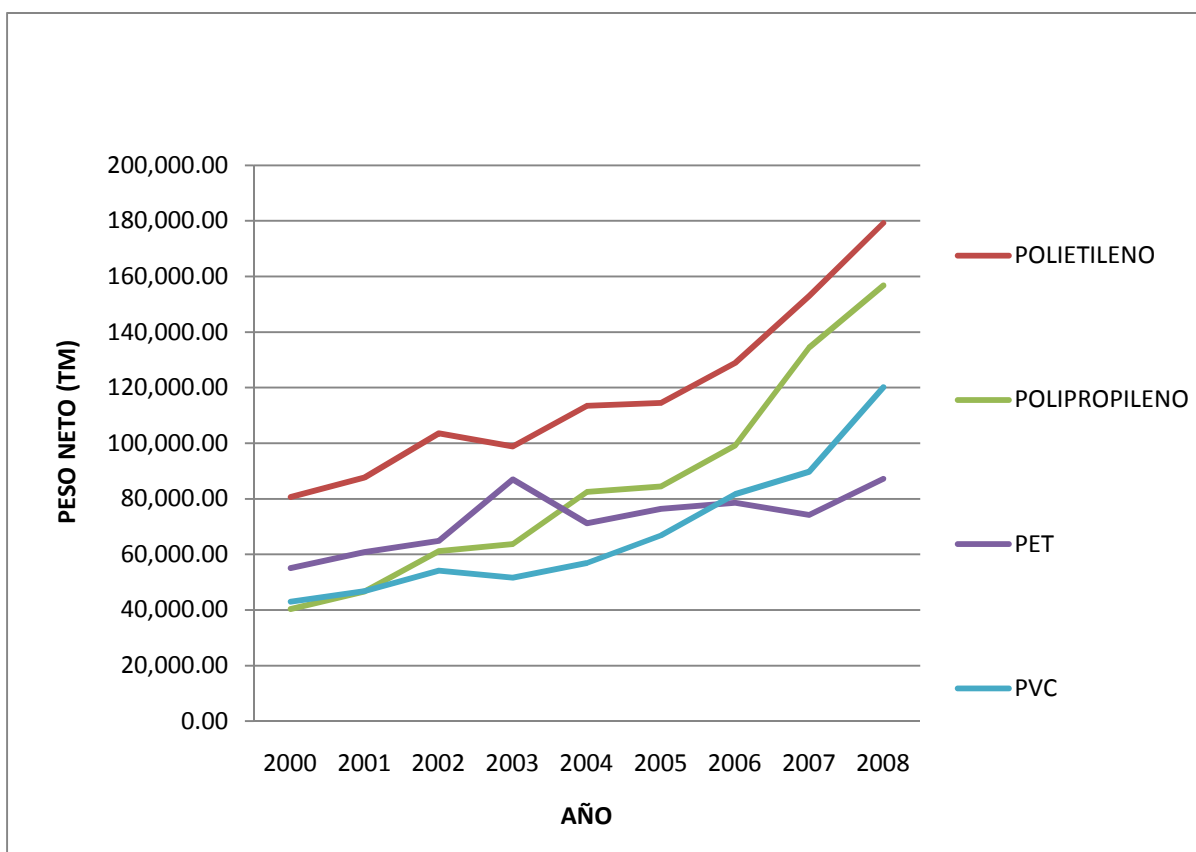
**Gráfico 7.** Cantidades Importadas de Resinas Plásticas.



Fuente: SUNAT (Elaboración propia)

A Manera de un mejor enfoque global se presenta el gráfico 8, en la que se agrupan de manera genérica las diferentes resinas importadas, donde se aprecia la evolución de la cantidad importada de resinas plásticas para el periodo 2000 al 2008.

**Gráfico 8.** Cantidades Importadas de Polímeros Plásticos.



Fuente: SUNAT (Elaboración propia)

La tabla 7 muestra la evolución de las cantidades importadas de las resinas plásticas más importantes según subpartida nacional, durante el periodo 2000 - 2008

En la tabla 8 se agrupan las resinas plásticas de manera genérica para entender de manera global la cantidad de resinas importadas, es decir la Subpartida Nacional: 3902.10.00.00 que corresponde al POLIPROPILENO se adiciona con la Subpartida Nacional: 3902.30.00.00 que corresponde a los COPOLIMEROS DE PROPILENO, y de igual manera las demás resinas comunes. Es así que en el año 2008 se han importado 179,194.89 TM de Polietileno y 156,782.32 TM de Polipropileno, representando un crecimiento global de 122 % y 290 % respecto al año 2000.

**Tabla 7: CANTIDADES IMPORTADAS DE POLIMEROS PLASTICOS POR SUBPARTIDA (En Miles de TM)**

SPN	RESINA PLASTICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
3902.10.00.00	POLIPROPILENO	32.14	36.59	47.89	47.50	65.41	65.94	74.85	107.56	125.36
3902.30.00.00	COPOLIMEROS DE PROPILENO	8.15	10.11	13.29	16.21	17.12	18.47	24.38	26.88	31.42
3901.20.00.00	PEAD	35.54	40.96	49.79	48.35	57.53	56.42	63.43	76.65	90.14
3901.10.00.00	PEBD	45.10	46.70	53.78	50.53	55.90	58.05	65.43	76.32	89.05
3907.60.00.10	PET	38.41	47.26	52.00	77.00	58.54	66.22	68.61	65.67	76.96
3907.60.00.90	PET, LOS DEMÁS	16.72	13.62	12.89	9.92	12.61	10.18	9.95	8.55	10.23
3904.10.20.00	PVC	41.52	45.22	52.16	49.88	54.84	64.81	79.63	87.11	117.54
3904.10.10.00	PVC, LOS DEMÁS	1.42	1.58	1.96	1.68	2.08	1.96	2.01	2.62	2.57
<b>SUBTOTAL</b>		218.99	242.03	283.75	301.07	324.04	342.05	388.29	451.37	543.27

**Tabla 8: CANTIDADES IMPORTADAS DE POLIMEROS PLASTICOS EN TM**

POLIMERO PLASTICO	SPN	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
POLIETILENO	3901.20.00.00									
	3901.10.00.00	80,645.19	87,653.56	103,564.62	98,884.96	113,428.33	114,470.92	128,858.35	152,970.14	179,194.89
POLIPROPILENO	3902.10.00.00									
	3902.30.00.00	40,282.61	46,700.20	61,177.66	63,708.49	82,529.79	84,415.24	99,223.88	134,445.91	156,782.32
PET	3907.60.00.10									
	3907.60.00.90	55,125.63	60,875.24	64,887.59	86,915.63	71,157.68	76,401.04	78,560.86	74,226.72	87,186.70
PVC	3904.10.20.00									
	3904.10.10.00	42,936.81	46,801.75	54,115.61	51,561.22	56,920.70	66,763.98	81,642.26	89,731.25	120,110.09
<b>TOTAL POLIOLEFINAS (PE+PP)</b>		120,927.80	134,353.77	164,742.27	162,593.45	195,958.12	198,886.16	228,082.23	287,416.05	335,977.21

Fuente: SUNAT (Elaboración propia)

### 3.1.3.2. Análisis del mercado proveedor

En este caso debemos conocer el origen de las importaciones, ya que como mencionamos no hay producción nacional de las resinas plásticas: Polietilenos (PEAD, PEBD) y Polipropilenos (Copolímeros de Propileno, Homopolímeros de Propileno).

La gráfica 9 nos muestra el reporte de importaciones de Polipropileno (SPN 3902.10.00.00) versus el país de origen para el año 2008, donde observamos que el principal proveedor es EEUU con más de 50,000 TM importadas, lo que representa un 40 % en valor CIF.

La gráfica 10 muestra el reporte de importaciones para el PEAD (3901.20.00.00 POLIETILENO DE DENSIDAD SUPERIOR O IGUAL A 0,94) versus el país de origen para el año 2008, donde el principal proveedor es EEUU de donde se han importado 51,444.5 TM representado un 58 % en valor CIF. De Corea del Sur se han importado 12,600 TM (14.7 % en valor CIF), de Arabia Saudita 12,300 TM (11.9 % en valor CIF) y de Brasil más de 6,000 TM (6.3 % en valor CIF), lo que muestra poca tendencia de importación de países vecinos, esto se puede justificar por la menor producción y los mayores costos de los productos.

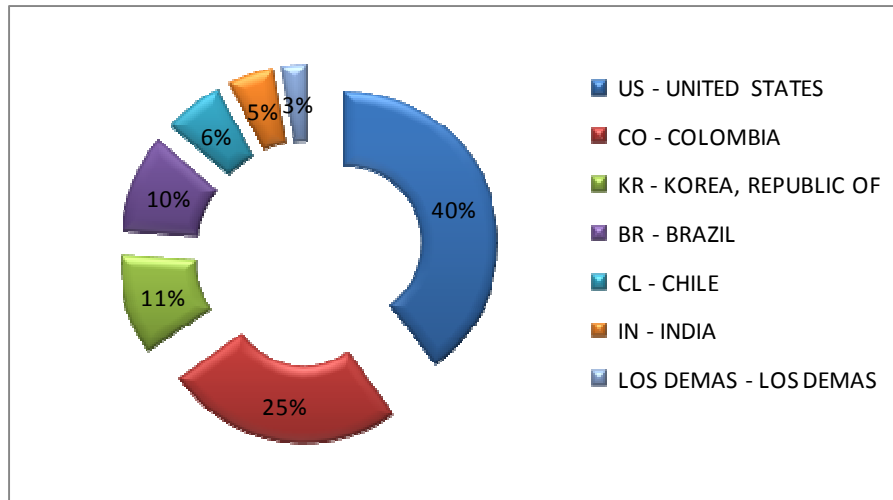
La gráfica 11 corresponde al reporte de importaciones de PEBD (SPN 3901.10.00.00 POLIETILENO DE DENSIDAD INFERIOR A 0,94) en la que observamos que EEUU es también el principal proveedor con aproximadamente 50,000 TM, lo que representa 56 % en valor CIF. De Arabia Saudita se importaron 10,500 TM (10 % de valor CIF), De la República de Corea, 7,200 TM (7.7 % de valor CIF).

En la tabla 9 y la gráfica 12 se han agrupado genéricamente estas resinas, y se incluyen además al PET y al PVC, por representar parte del sector que también puede ser copado por el PE y el PP; se aprecia que en general el principal proveedor es EE.UU. con más de 400 MMUS\$ CIF, representando aproximadamente el 46 % del total de resinas importadas al año 2008, seguido por Colombia de donde se ha importado más de 108 MMUS\$ CIF (12.4%), Corea No ha dejado de ser una de los principales proveedores, de donde se importaron 86 MMUS\$ CIF (9.8 %). La importación desde Chile ha disminuido paulatinamente en los últimos años<sup>9</sup>, esto debido a la baja en la producción por falta de suministro de Gas Natural por parte de Argentina.

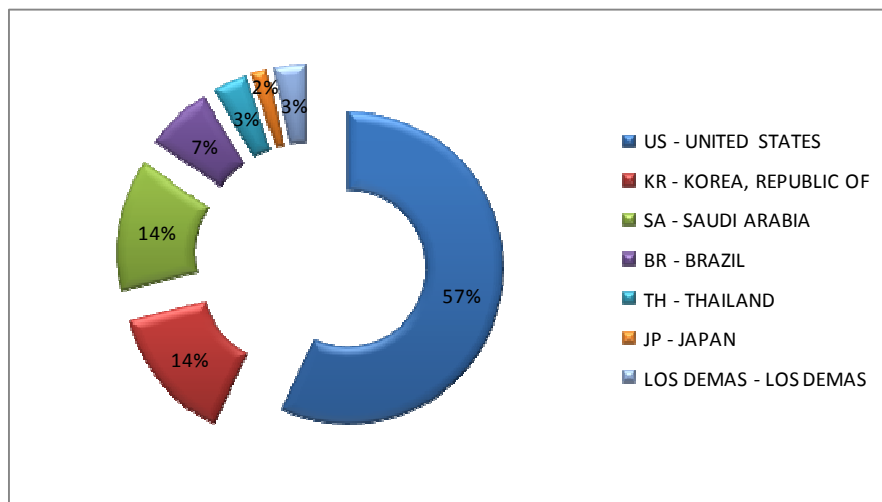
---

<sup>9</sup> Cortan en forma total las exportaciones de gas argentino a Chile, Miércoles 28 de Mayo de 2008, Clarín.

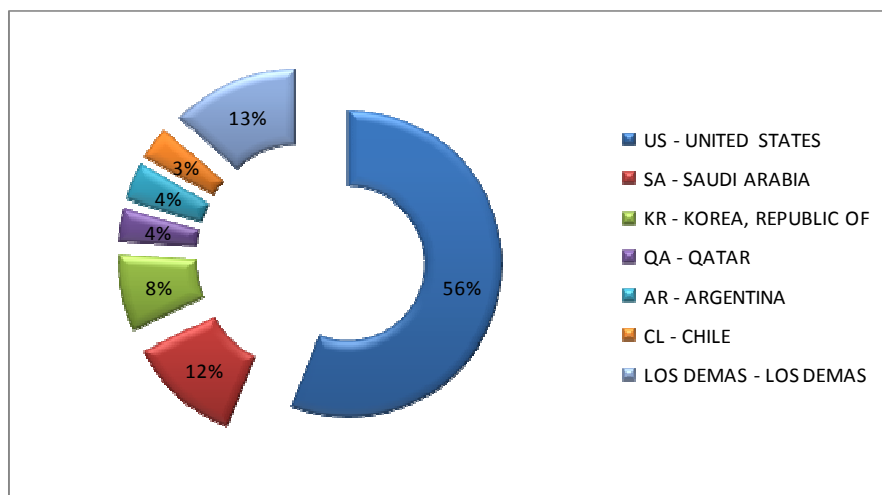
**Gráfico 9.** Origen de las Importaciones de Polipropileno, 2008.



**Gráfico 10.** Origen de las Importaciones de PEAD, 2008.



**Gráfico 11.** Origen de las Importaciones de PEBD, 2008.



Fuente: SUNAT (Elaboración propia)

**Tabla 9.** Origen de las importaciones de Polímeros Plásticos. Período 2008

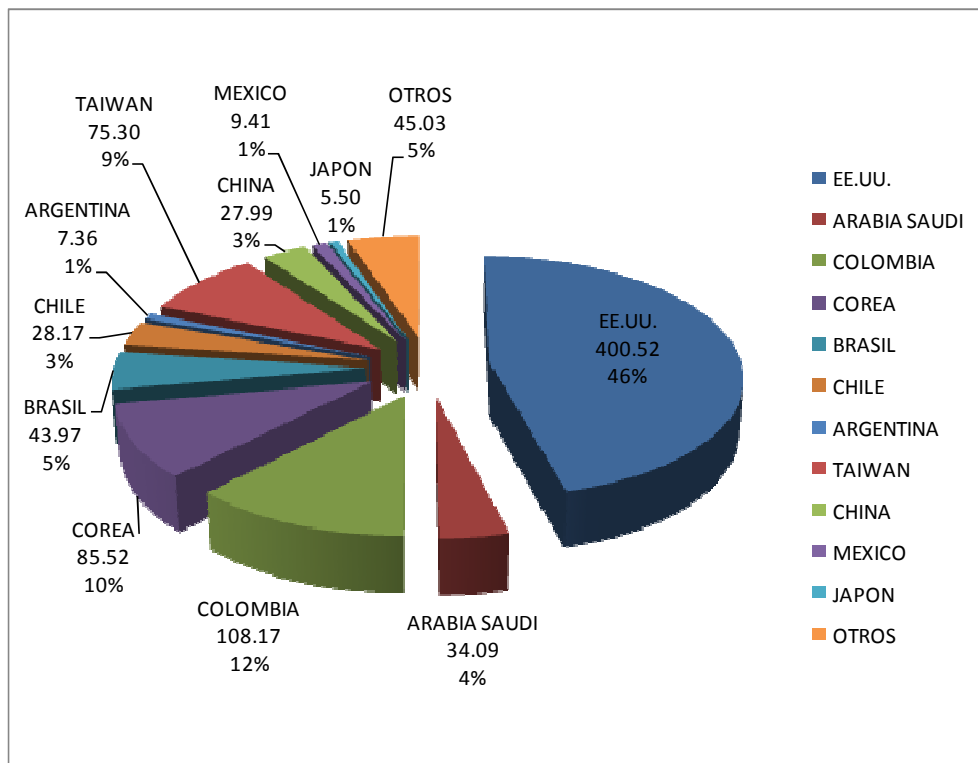
PERIODO 2008	POLIETILENO		POLIPROPILENO		POLITEREFTALATO DE ETILENO		POLICLORURO DE VINILO		POLIMEROS PLÁSTICOS	
	CIF*	%	CIF	%	CIF	%	CIF	%	CIF	%
ORÍGEN DE LAS IMPORTACIONES	3901100000 3901200000		3902100000 3902300000		3907600010 3907600090		3904101000 3907600090			
TOTAL ANUAL	312.21	100	275.10	100	137.77	100	145.95	100	871.04	100
EE.UU.	178.82	57.27	99.62	36.21	23.06	16.73	99.03	67.85	400.52	45.98
ARABIA SAUDI	33.92	10.87	0.17	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	34.09	3.91
COLOMBIA	1.78	0.57	67.83	24.66	0.00	0.00	38.56	26.42	108.17	12.42
COREA	34.81	11.15	36.89	13.41	8.88	6.45	4.94	3.39	85.52	9.82
BRASIL	12.34	3.95	31.62	11.49	0.00	0.00	0.00	0.00	43.97	5.05
CHILE	5.93	1.90	22.17	8.06	0.07	0.05	0.00	0.00	28.17	3.23
ARGENTINA	6.85	2.20	0.51	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	7.36	0.85
TAIWAN	1.20	0.38	0.35	0.13	73.22	53.15	0.53	0.36	75.30	8.65
CHINA	1.77	0.57	0.21	0.07	25.20	18.29	0.82	0.56	27.99	3.21
MEXICO	2.42	0.77	2.67	0.97	4.13	3.00	0.19	0.13	9.41	1.08
JAPON	4.94	1.58	0.31	0.11	0.00	0.00	0.25	0.17	5.50	0.63
OTROS										
<b>RESULTADOS ACUMULADOS</b>	284.78	91.21	262.34	95.36	134.56	97.67	144.34	98.89	826.01	94.83

(\*): VALORES CIF expresados en millones de dólares de Estados Unidos, MMU\$\$.

Fuente: Aduanas (Elaboración propia)



**Gráfico 12. Origen de las Importaciones de Resinas Plásticas – 2008.**

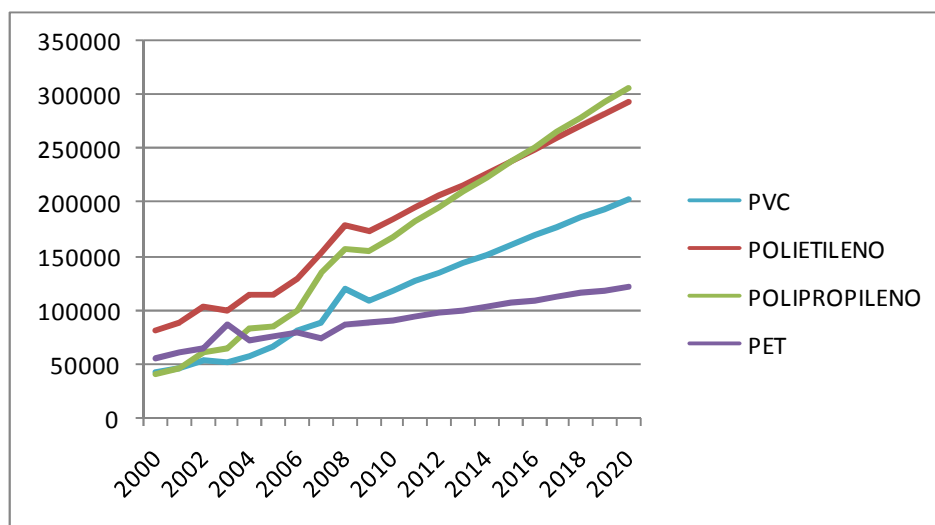


Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

### 3.1.3.3. Proyección de la Demanda

Para la realización de este proyecto es necesario prever las necesidades futuras, es así que de los datos históricos a la fecha, proyectamos un mercado de 10 años futuros.

**Gráfico 13. Proyección de la Demanda según la tendencia lineal.**

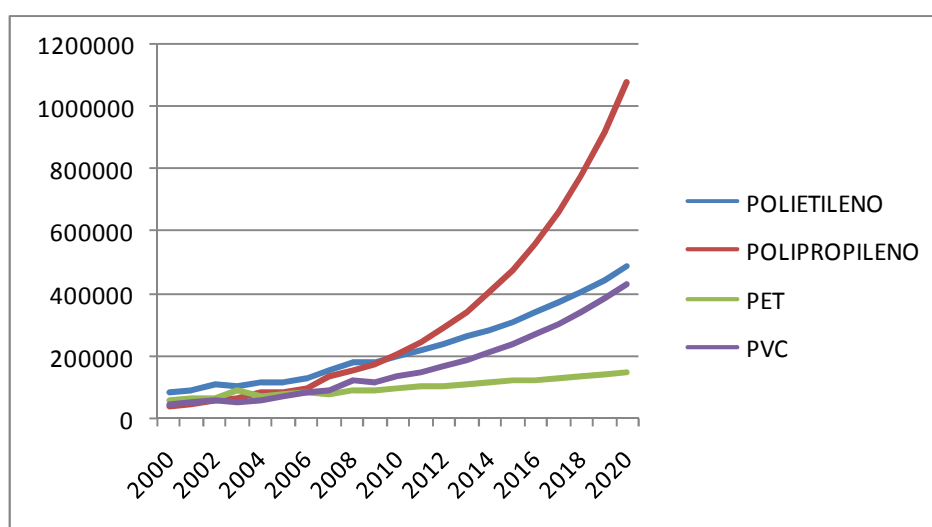


Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

De la proyección lineal (gráfico 13) observamos que todas tienden a aumentar en los próximos años, a diferencia de las proyecciones exponencial y polinómicas como se detallan a continuación.

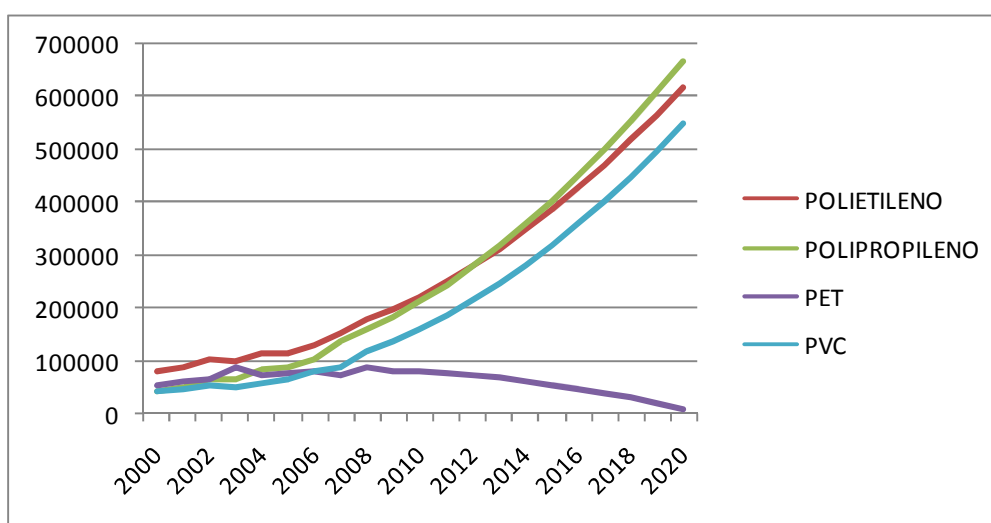
El gráfico 14, muestra un crecimiento acelerado del polipropileno, esto debido a que en los últimos años muestra ser la resina con un crecimiento promedio mayor a todas las demás, a diferencia del PET, que en los últimos años ha presentado una disminución considerable, después de tener un crecimiento sostenido hasta el 2003.

**Gráfico 14.** Proyección de la Demanda según tendencia exponencial en miles de TM.



Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

**Gráfico 15.** Proyección de la demanda según tendencia polinómicas en miles de TM.

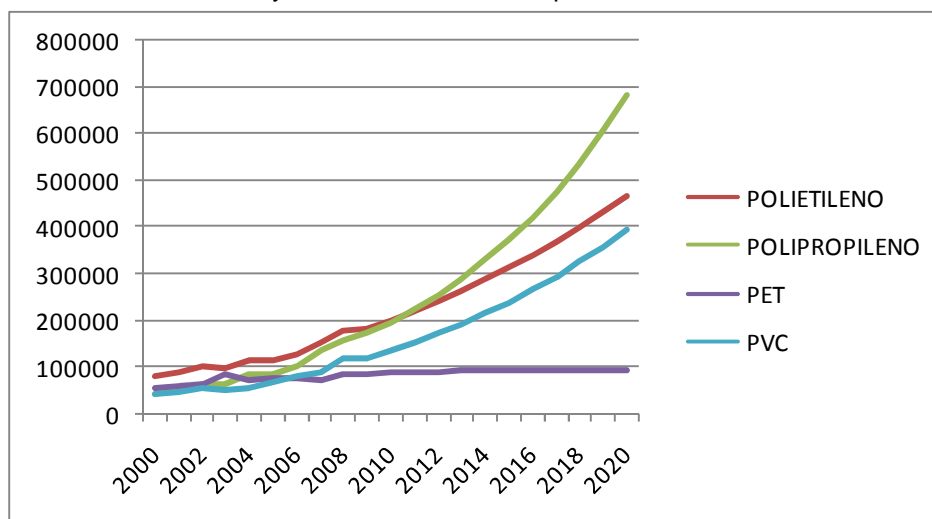


Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

En la proyección polinómica (gráfico 15) también prevalece el crecimiento del PP, superando al Polietileno, en ambos casos el PVC, aumenta con una tendencia similar. El PET según esta tendencia disminuiría aceleradamente, lo que es poco probable para los próximos años, pero esto nos indica que la demanda de este polímero, está siendo desplazado por las demás resinas estudiadas.

El gráfico 16 nos muestra una proyección promedio de las tendencias explicadas anteriormente, lo que nos daría una idea, más aproximada, de la demanda futura prevista. Es así que podemos concluir que para nuestro Mercado Objetivo, proyectado para el año 2015, la demanda de plásticos para el año 2015 sería según lo indicado en la Tabla 10.

**Gráfico 16.** Proyección de la demanda promedio en miles de TM.



Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

**Tabla 10.** Proyección de la Demanda para el año 2015

POLIMERO PLASTICO	SPN	2015* (En TM)
POLIETILENO	3901.20.00.00	311,821.039
	3901.10.00.00	
POLIPROPILENO	3902.10.00.00	371,413.974
	3902.30.00.00	
PET	3907.60.00.10	93,252.6914
	3907.60.00.90	
PVC	3904.10.20.00	239,695.046
	3904.10.10.00	
<b>TOTAL POLIOLEFINAS</b>		<b>683,235.01</b>

\*Proyección estimada

Como observamos en la tabla 10, se tiene una demanda proyectada de aproximadamente 312,000 TM de Polietileno y 370,000 TM de Polipropileno. Estas cifras prevén una demanda aproximada de 700,000 TM, y por lo tanto una planta que tenga por lo menos 800,000 TM de capacidad de Producción de poliolefinas.

### 3.2. ANALISIS DE LA OFERTA DE POLIOLEFINAS

#### 3.2.1. ANALISIS DE LA OFERTA MUNDIAL DE OLEFINAS y POLIOLEFINAS

##### 3.2.1.1. Etileno

La capacidad mundial de etileno alcanza actualmente las 110 millones de toneladas anuales (Tabla 11), con lo que el etileno constituye el tercer producto en volumen a nivel mundial, después del amoníaco y la urea. Tres regiones (EE.UU. + Canadá, Europa Occidental y Asia) concentran el 80% de la capacidad total, cuya distribución es la siguiente:

**Tabla 11.** Capacidad Mundial Instalada de Etileno (2007).

PAÍS O REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (t/a)
ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ	33,800,000
AMÉRICA LATINA	5,900,000
EUROPA OCCIDENTAL	22,300,000
EUROPA ORIENTAL	7,500,000
ASIA	30,400,000
RESTO DEL MUNDO	9,300,000
TOTAL	109,200,000

Fuente: Polyolefins Consulting, LLC

El grueso de la capacidad de etileno de Argentina pertenece a PBB Polisor, cuyos dos crackers pueden producir 700.000 t/a. El resto (unas 50.000 t/a) pertenece a dos pequeños crackers de Petrobras, ambos localizados en San Lorenzo, Santa Fe.

##### 3.2.1.2. Propileno

A nivel mundial el craqueo de etano produce pequeñas cantidades de propileno, es por eso que casi todo el propileno se produce por craqueo de Nafta o de propano, y en refinerías en las unidades de FCC, que es la otra gran vía de producción. Por un lado, la deshidrogenación de propano que se utiliza en pocos países y en general requiere de altas inversiones en grandes unidades. También cabe mencionar el “Deep Catalytic Cracking”, desarrollado por Stone & Webster, que busca modificar las condiciones de operación del craqueo catalítico para maximizar la producción de propileno, la

“metátesis”, que transforma etileno y butilenos en propileno, y finalmente el proceso que estudiamos el MTO (Methanol to Olefins), un proceso altamente selectivo.

Dada la variedad de fuentes de obtención del propileno y su dependencia del nivel de operación de las refinerías, resulta algo más difícil determinar la capacidad instalada de esta olefina. No obstante una aproximación bastante cercana a la realidad es la que se muestra en la tabla 12:

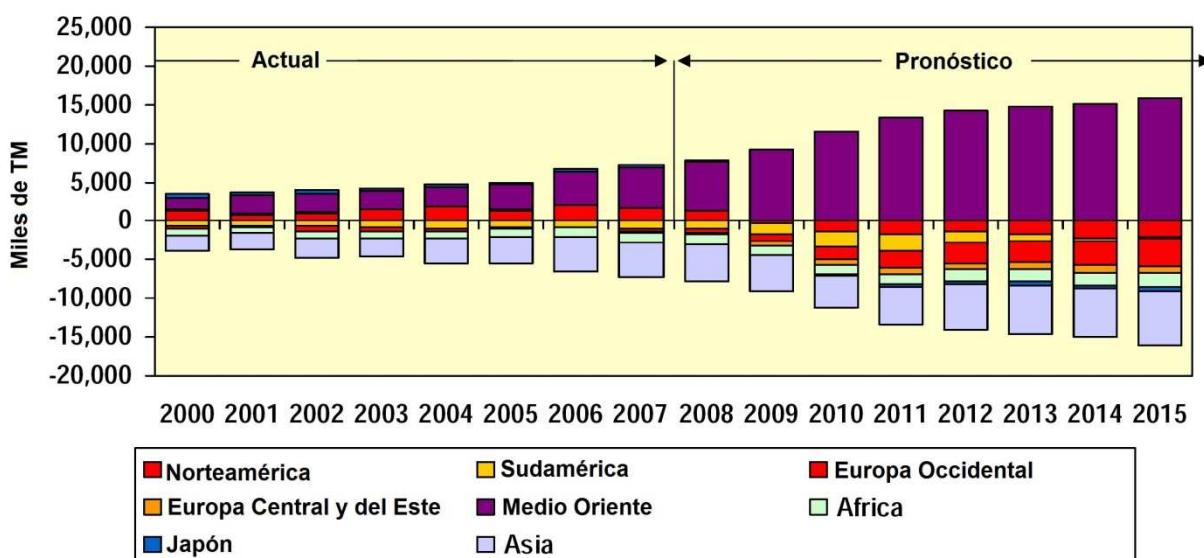
**Tabla 12.** Capacidad Mundial Instalada de Propileno (2007)

PAÍS O REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (t/a)
ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ	18,000,000
AMÉRICA LATINA	3,000,000
EUROPA OCCIDENTAL	16,000,000
EUROPA ORIENTAL	4,500,000
ASIA	18,500,000
RESTO DEL MUNDO	4,000,000
TOTAL	64,000,000

Fuente: Polyolefins Consulting, LLC

La capacidad mundial de propileno es de alrededor de 64 millones t/a. De estas un 70% se produce en los steamcrackers, 28% en refinerías y el resto por deshidrogenación de propano (sobre todo en Asia) y muy poco a partir de carbón (Sudáfrica). En Argentina casi todo el propileno es producido en las refinerías, dado que el craqueo de etano produce mínimas cantidades de etileno. La capacidad total de propileno local es cercana a las 300.000 t/a.

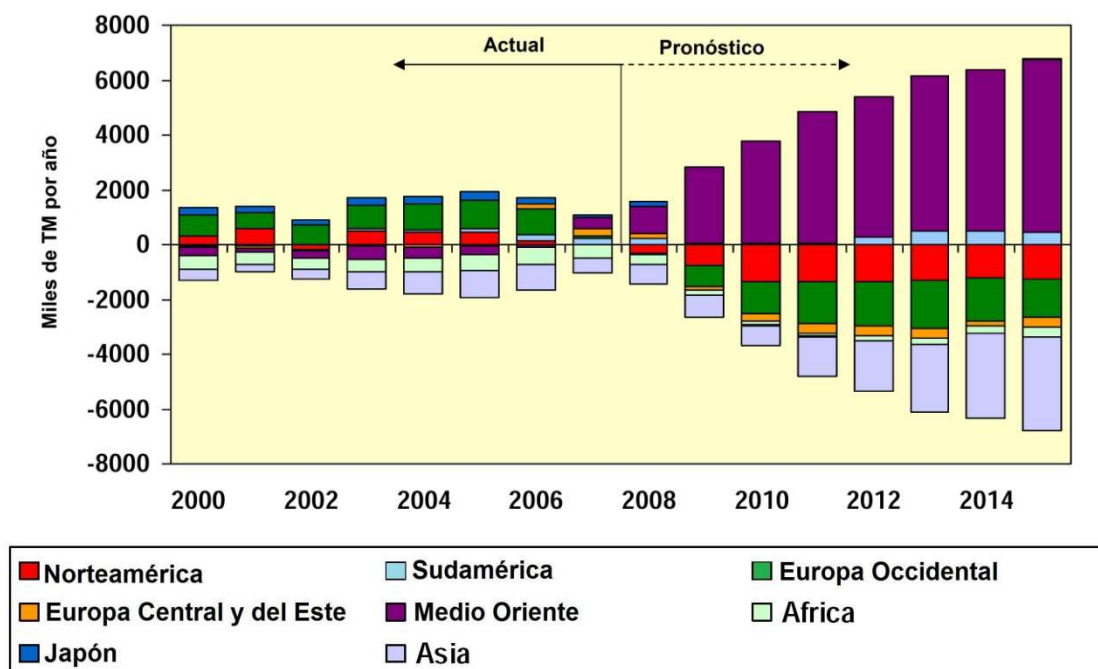
**Gráfico 17.** Exportaciones globales netas de Polietileno.



Fuente: ChemSystems-Nexant

Según se muestra en el Gráfico 17 el Medio Oriente se hará el proveedor de polietileno del mundo, con aproximadamente 11 MM de TM el año 2010.

**Gráfico 18. Exportaciones Globales netas de Polipropileno**



Fuente: ChemSystems-Nexant

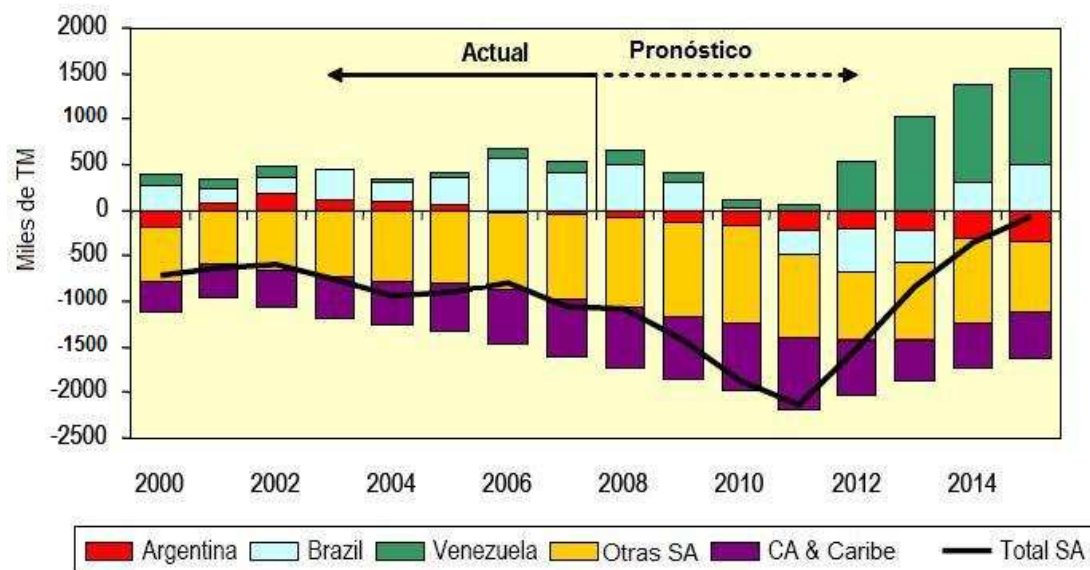
El Gráfico 18 muestra que el Medio Oriente se convertirá en el dominante proveedor de polipropileno, ya que muchas de las nuevas plantas habrán iniciado su producción.

### 3.2.2. OFERTA LATINOAMERICANA

En lo que respecta al balance de oferta y demanda para el PEBD, es muy posible que se observe lo contrario de la región norte: para 2012, América Latina podría convertirse en un exportador neto de PELBD y para 2015 alcanzar niveles de exportación neta superiores a las 500 mil toneladas. Al igual que en el caso del PEBD, la lista de productores estará encabezada por Brasil y Venezuela.

Según el Gráfico 19 América Latina todavía necesitará importaciones sustanciales de polietileno hasta que estas nuevas plantas arranquen.

**Gráfico 19.** Comercio Neto de Polietileno en Latinoamérica.



Fuente: ChemSystems-Nexant

En lo que respecta al PP se espera que para 2014, se sobrepase las 1,3 millones de toneladas. Con base en las nuevas capacidades esperadas durante los años por venir, se estima que la capacidad instalada en América del Sur sobrepasará a la demanda por más de un millón de toneladas entre el 2011 y el 2012. En este último año, la demanda rondará las 2,8 millones de toneladas.

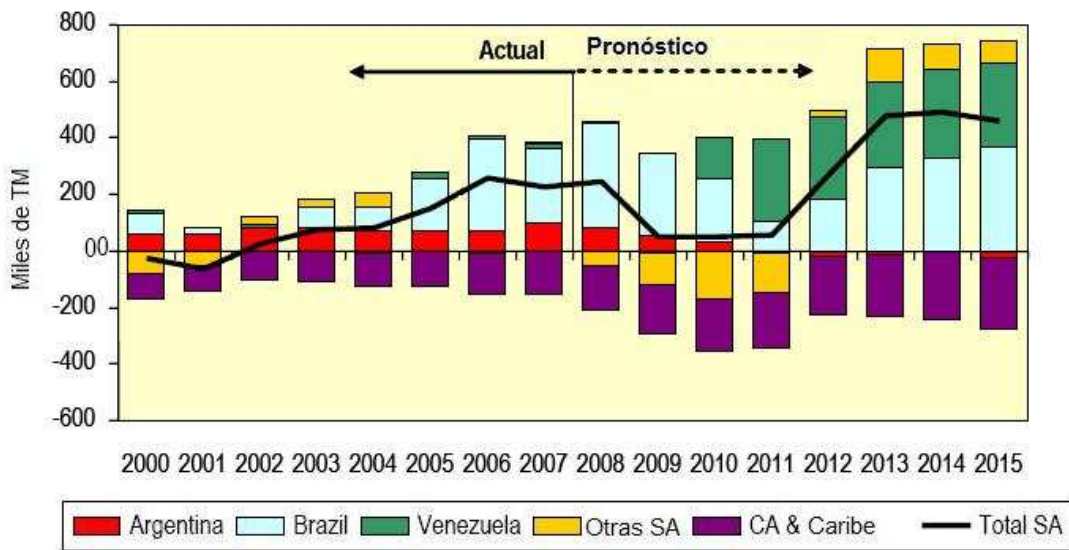
**Tabla 13.** Empresas productoras de PP en el mercado regional. Capacidades y procesos, año 2008.

EMPRESA PRODUCTORA	PAÍS	TECNOLOGIA	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN (TM)
PETROKEN PESA	Argentina	Proceso LIPP	190,000
PETROQUIMICA CUYO	Argentina	Novolen	130,000
BRASKEM	Brasil	Spheripol	600,000
QUATTOR	Brasil	Spheripol	685,000
PETROQUIM	Chile	Spheripol	140,000
PROPILCO	Colombia	Novolen, Unipol	405,000
PROPILVEN	Venezuela	Hypol Process	110,000
<b>CAPACIDAD TOTAL INSTALADA</b>			<b>2,260,000</b>

Fuente: APLA

Según la grafica 20 América Latina tendrá un exceso de polipropileno creciente cuando estas nuevas plantas arranquen.

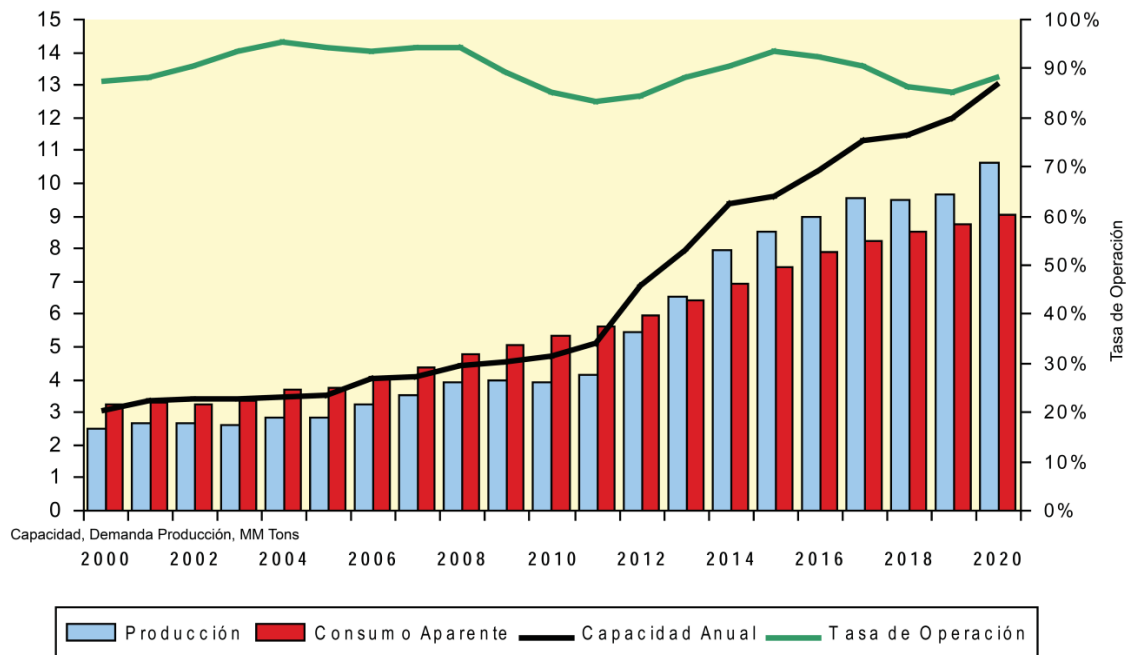
**Gráfico 20.** Comercio Neto de Polipropileno en Latinoamérica.



Fuente: ChemSystems-Nexant

En la grafica 21 vemos el panorama para América Latina, que experimentará el punto alto de las tasas de operación desde el 2008, mismas que empezarán a disminuir conforme se integren nuevas capacidades. El punto más bajo podría darse en 2011, en el que se pronostica un fuerte sobre-abasto.

**Gráfico 21.** Balance Oferta-Demanda, Producción y Tasas de Operación en América Latina.





### 3.2.2.1. Nuevos Proyectos de plantas de polietileno y polipropileno

La tabla 14 indica los proyectos de expansión de las actuales plantas de PE y PP en Argentina, pero aun se encuentran bajo estudio.

**Tabla 14.** Expansiones de PE y PP.

Localización		Procesos	Capacidad actual (MTM/año)	Capacidad futura (MTM/año)	Producto	Puesta en Marcha
<b>Argentina</b>						
PBB Polisur	Bahía Blanca		638	1,200	PE	En espera
Petroken	Ensenada	shell	180	240	PP	Bajo estudio

La tabla 15 y los gráficos 22 y 23 muestra los proyectos para la instalación de nuevas plantas en el mediano plazo, algunos como el del Polo Petroquímico del Mato Grosso, en riesgo de cancelarse, o en el mejor de los casos demorados, por falta de viabilidad política, legal o económica.

**Gráfico 22.** Las nuevas plantas en América Latina tienen una proximidad geográfica buena a los Estados Unidos



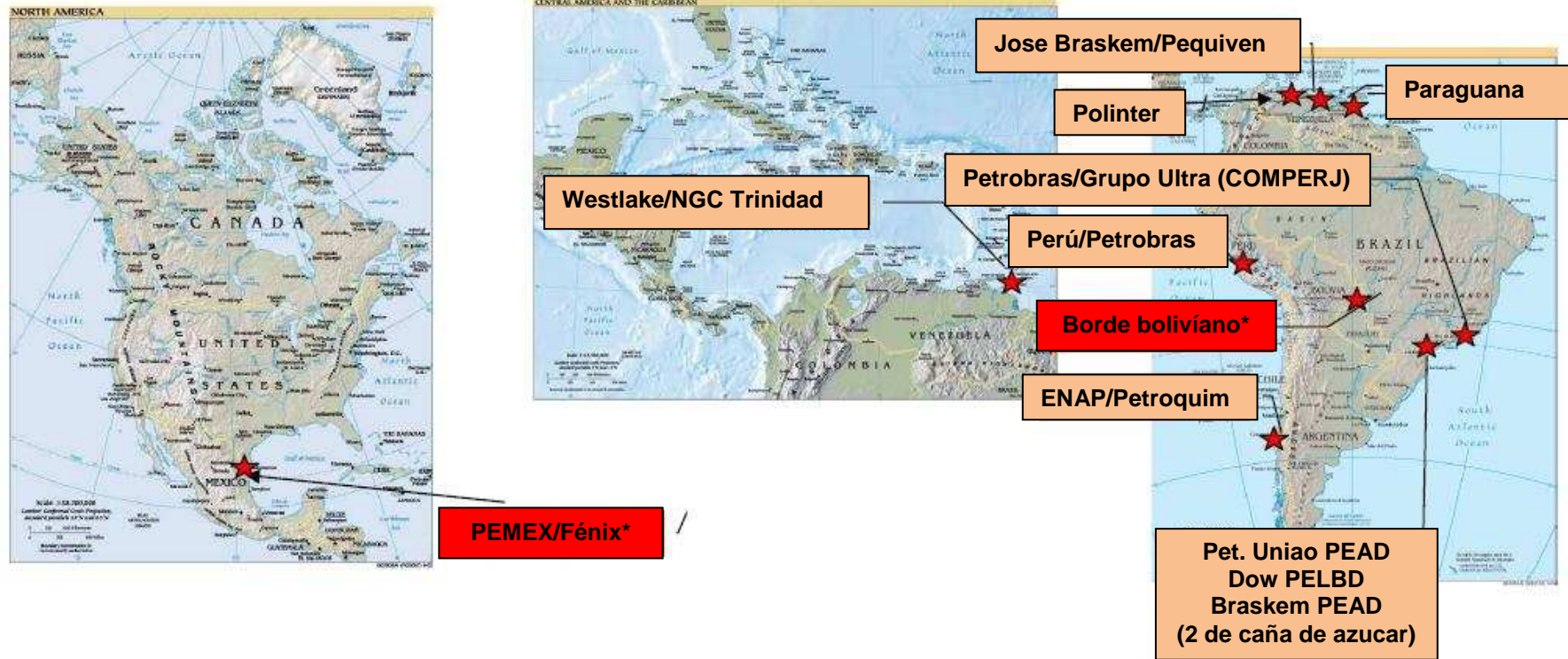
Como vemos en el grafico 24, América Latina puede vender fácilmente su producción de poliolefinas en el mercado Norteamericano. De hecho, hay ya un nivel alto del comercio entre el Norte y Sudamérica con el potencial para adicionales Acuerdos de Libre Comercio. Por otra parte algunos países en la región disfrutan de bajos costos de materia prima, lo que facilita las nuevas instalaciones.

**Tabla 15. Nuevas Plantas en Proyecto de PE y PP al año 2009**

Localización		Procesos	Capacidad (MTM/año)	Producto	Puesta en Marcha
<b>Bolivia-Brasil</b>					
Polo Petroquímico de Mato Grosso	Corumba, Brazil- Puerto Suarez, Bolivia		600	PELBD/ PEAD	En Espera
<b>Brasil</b>					
Braskem			200	"green" PEAD	2009 Bajo estudio
Braskem	Camacari, BA		350	PP	2009 Bajo estudio
Braskem	Triunfo, RS		150	PP	2010
Dow-Cristalsev JV		Dowlex	350	"green" PE	2011 Bajo estudio
Suzano Petroquímica	Araucaria, PR		200	PP	2012 Bajo estudio
Rio de Janeiro Petrochemical Complex-COMERJ-Petrobras, Grupo Ultra & BNDES JV	Itaborai, RJ		850 800	PP PE	2013 Bajo estudio
Suzano Petroquímica	Duque de Caxias, RJ		800	PP	2012-14 Bajo estudio
Petroquímica Triunfo	Triunfo, RS			PP	Indeter.
Suzano Petroquímica (Polibrasil)	Maua, SP		300	PP	En espera
<b>Chile</b>					
Petroquim/ENAP	Talcahuano		400	PELBD/ PEAD	2010
Petroquim	Talcahuano		150	PP	2010
<b>Colombia</b>					
Compañía Promotora del Caribe	Cartagena		450	PELBD/ PEAD	Bajo estudio
<b>México</b>					
Indelpro	Altamira, TAM	Spherizone	600	PP	En construcción
Fénix JV	Coatzacoalcos, Altamira TAM	Sclair	1,200 500	PE PP	En espera
<b>Perú</b>					
Petroperú-Petrobras, Braskem	Southern Perú		700	PE	Bajo estudio
<b>Trinidad y Tobago</b>					
Westlake	Point Lisas SEIE	Gas Phase-Slurry	880	PE	2010
NGC-National Gas Company			750 400	PE PP	Bajo estudio
<b>Venezuela</b>					
Pequiven-Braskem	Jose, Anzoátegui	Spheripol	450 400 700	PP PEAD PELBD	2011
Polinter	Maracaibo	Lupotech T	300	PEBD	2011

Fuente: ChemSystems-Nexant

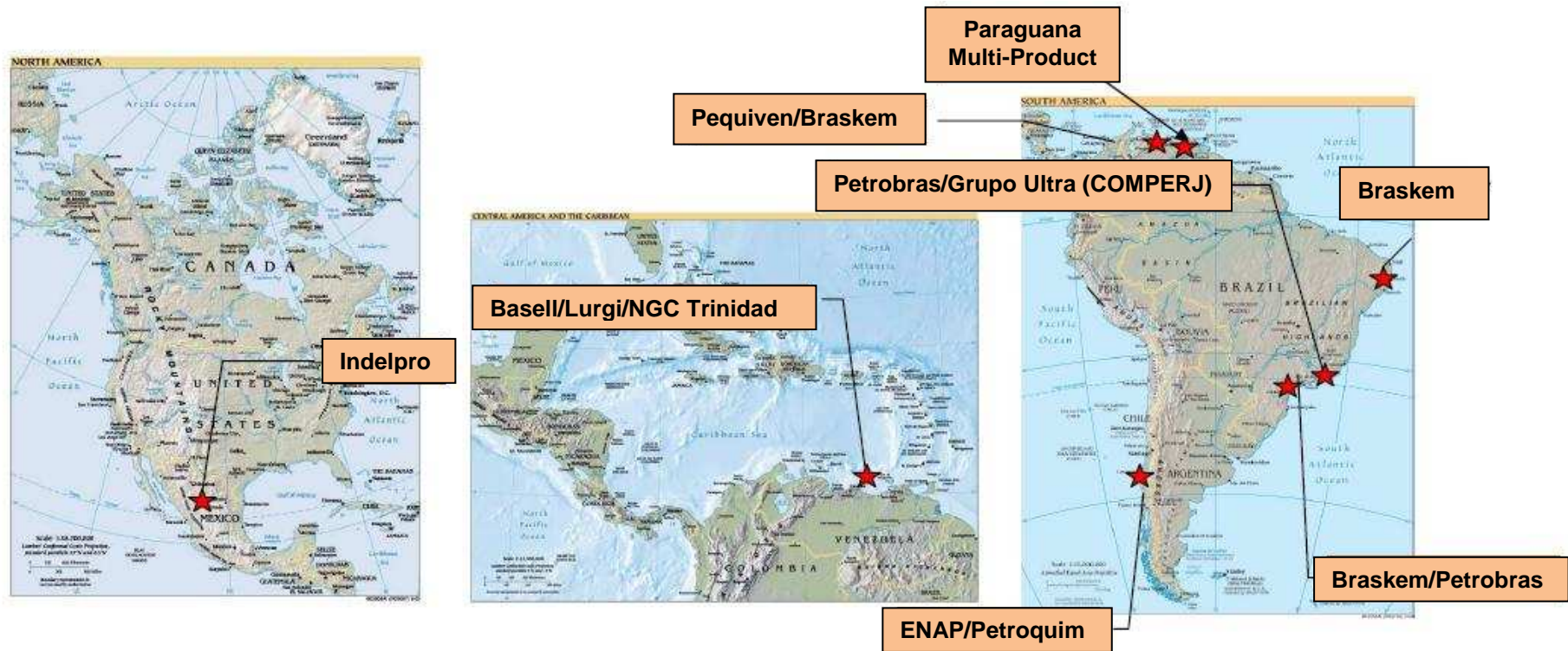
Gráfico 23. Proyectos Latinoamericanos para Polietileno.



\*Proyectos cancelados o en el mejor de los casos demorados.

Fuente: ChemSystems-Nexant

Gráfico 24. Proyectos Latinoamericanos de Polipropileno.



Fuente: ChemSystems-Nexant

### 3.2.3. OFERTA PERU

En el Perú no existe producción de olefinas y sus polímeros.

Como referencia indicamos las intenciones de Inversión en Complejos Petroquímicos que produzcan Poliolefinas.



#### SK Energy

El proyecto más importante por el volumen de inversión es el del grupo coreano SK, tercer principal conglomerado de ese país y socio de los proyectos de Camisea y Perú LNG. Este viene anunciando desde hace ya un buen tiempo la construcción de una petroquímica de este tipo, que produciría polietileno. El monto a invertir, ascendente a US\$ 4 mil millones, sería el más grande de la historia peruana. La construcción de esta planta tardaría unos cinco años, por lo que entraría en funcionamiento aproximadamente en el año 2015.



#### Braskem, Petrobras y Petroperú

El otro proyecto petroquímico a partir del etano es el que está siendo evaluado por las empresas brasileñas Braskem y Petrobras, y la peruana Petroperú. Este demandaría una inversión de US\$ 2 mil millones y un plazo de construcción mínimo de cuatro años. Dado que aún faltan definir muchos aspectos que impedirán que la construcción se inicie en el corto plazo (pues recién se está elaborando el estudio de prefactibilidad), se estima que, en el mejor de los casos, la planta estaría operativa en el 2014 ó 2015.

Tentativamente se habla de una producción anual de 1.2 millones de toneladas de polietileno (tanto de alta como de baja densidad). Sin embargo, serán los estudios los que permitan más definiciones. La planta estaría cerca de un puerto, pues la mayor parte de la producción (80%) sería exportada. El 20% restante permitiría satisfacer la demanda nacional.

### **Mexichem, Idesa y Alfa**

Otra propuesta es la de estas tres empresas petroquímicas mexicanas, las cuales desde hace más de un año han manifestado estar dispuestas a invertir US\$ 2 mil millones en un cracker o complejo petroquímico, que produciría etileno. Este contaría con una planta de monocloruro de vinilo (MVC) y otra de clorososa, componentes a partir de los cuales se obtendría policloruro de vinilo (PVC). Revisando en el cuadro de arriba los innumerables usos de este insumo industrial, se puede imaginar las proyecciones que tendría un cracker como este.

Actualmente, el consorcio se halla efectuando el estudio de factibilidad, que estaría listo en el 2011. La concreción de sus planes está sujeta, según refiere, a la posibilidad de obtener etano a precios competitivos.



### **Sonatrach**

La otra empresa que está pujando fuertemente en el asunto petroquímico a partir del etano es la argelina Sonatrach. Esta viene manifestando muy enfáticamente su interés de poner una planta en el Perú, la cual, al igual que las anteriormente mencionadas, comenzaría a operar en el 2015.

Cabe señalar que, debido al ingente capital comprometido en un proyecto de este tipo, es muy probable que algunas de las empresas mencionadas terminen asociándose entre sí, para afrontar en forma conjunta un reto de tal envergadura. Claro, por ahora las gestiones se hacen separadamente, pues es del interés de cada una liderar el proyecto.

### **3.3. INDUSTRIA PLÁSTICA EN EL PERÚ**

Actualmente la industria de productos plásticos en el Perú sólo se encarga de transformar en productos finales los productos plásticos primarios elaborados por la industria petroquímica en otros países.

Cada tipo de plástico tiene usos específicos. Los principales plásticos y sus usos más comunes son:

- **Polietileno:** el plástico más popular, utilizado para la fabricación de bolsas plásticas en general;
- **Polipropileno:** utilizado en la elaboración de sacos para harina de pescado y geomembranas o mantas sintéticas;
- **P.V.C.:** empleado para la fabricación de tubos de construcción y geomembranas;
- **Poliestireno:** un plástico duro, aunque flexible;
- **Resina de Polietileno Tereftalato (PET):** para envases plásticos principalmente para bebidas gaseosas.

Los usos y aplicaciones más comunes en función de los sectores demandantes, son:

- **Industrias manufactureras:** envolturas, empaquetado, envases PET, telas plásticas (usadas en la elaboración de prendas de vestir, calzado, carteras, carpas y toldos, entre otros);
- **Industria pesquera:** sacos big bag de polipropileno para harina de pescado;
- **Actividad minera:** geomembranas;
- **Sector agroindustrial:** envases y envolturas, tuberías de PVC para proyectos de riego;
- **Actividad comercial mayorista y minorista:** bolsas y envolturas; y
- **Sector construcción:** fabricación de tubos, pisos vinílicos, y planchas fórmicas.

La Tabla 16 presenta en más detalle los productos finales y sectores demandantes en función de las formas primarias de plásticos.

El proceso general de elaboración de plásticos hasta llegar a los productos finales implica cuatro pasos básicos:

1. Obtención de las materias primas;
2. Síntesis de polímeros básicos;
3. Composición de polímeros como productos utilizables industrialmente; y
4. Moldeo o deformación de los plásticos a su forma definitiva.

Con relación al segundo y tercer paso, los diferentes procesos de polimerización tienen por objetivo buscar moléculas sencillas que se puedan enlazar para crear polímeros y, con ellos, diferentes tipos de materiales plásticos.

**Tabla 16.** Productos Plásticos Finales y Sectores Demandantes

<b>Forma Primaria</b>	<b>Productos Finales</b>	<b>Sectores Demandantes</b>
Polietileno	Películas para uso agrícola Cables y alambres Bolsas Industriales	Agrícola Construcción, eléctrico y electrónico Industrias diversas
	Juguetes y artículos deportivos Bolsas para productos de consumo Botellas, tapas , cajones y baldes Películas estirables e industriales Fibras Películas para pañales e higiene personal Superficies deportivas artificiales Muebles para patios y otros ambientes.	Consumo masivo
Polipropileno	Envases industriales big bag (harinas de pescado)	Pesca
	Geomembranas y mantas sintéticas	Minería
	Películas para alimentos, snacks, cigarrillos, golosinas e indumentaria Bolsas tejidas (papas, cereales) Hilos cabos, cordelería Caños para agua caliente Jeringas descartables Tapas en general, envases Bazar y menaje Baldes para pintura, helados Fibras para pintura, helados Fibras para tapicería, cubrecamas Pañales descartables Cajas de batería	Consumo masivo
Poliestireno	Juguetes Carcasas de radio y televisión Instrumental medico Botellas y tapones de botellas Contenedores, equipajes Películas protectoras Reflectores de luz Interiores de frigoríficos Embalajes alimentarios	Consumo masivo
	Partes de la estructura del automóvil	Automotriz y servicios conexos
	Cubiertas de construcción	Construcción
PVC	Perfiles para marcos, ventanas, puertas Caños para desagües, mangueras Tuberías para construcción	Construcción
	Pilas, juguetes, envolturas para golosinas Envases: agua mineral, aceites, jugos Papel vinílico (decoración) Catéteres, blísteres, bolsas para sangre	Consumo masivo
PET (Politereftalato)	Envases para gaseosas, aceites, agua mineral, cosméticos, entre otros Envases al vacío, bolsas para horno Bandejas para microondas Cintas de video y audio Películas transparentes, radiográficas	Consumo masivo
	Geotextiles (pavimentación / caminos)	Construcción



### **3.3.1. Evolución, estructura e importancia del sector de los plásticos.**

La producción de envases plásticos es la que predomina con cerca al 46% de participación, siendo la producción de láminas y películas de Polipropileno; preformas y envases PET las que mayormente vienen impulsando esta línea. En la misma línea industrial, se encuentran otros productos como cilindros, galoneras, sacos, bolsas, mangas, láminas, pisos. Entre otros productos plásticos que complementan el mercado local, figuran: las tuberías, artículos de menaje, de vestimenta y de oficina.

Los insumos necesarios para el desarrollo del proceso productivo de esta industria provienen de la industria petroquímica de origen extranjero en un 99%.

La industria de plásticos ha crecido sostenidamente en los últimos años, esto impulsado por la reactivación de la demanda interna y una creciente apertura económica de la mano con un impacto positivo de la demanda mundial sobre las exportaciones, esto generó una importante modernización tecnológica por parte de la mayoría de empresas peruanas, para mantener competitividad interna y externa.

Rubros tales como la producción de envases PET y de productos en base a polipropileno muestran un importante dinamismo.

El mercado local es prácticamente el más importante a nivel nacional, es así que Lima representa aproximadamente el 87%<sup>10</sup> del total del movimiento de materia prima e insumos para la industria de los plásticos.

### **3.3.2. Evolución del consumo y de la producción**

En los últimos años, la producción de productos plásticos mostró un ritmo de crecimiento relativamente elevado, el 2007 creció un 10.92 % y el 2008 aproximadamente 7%, impulsado por la paulatina recuperación de la demanda interna y por el gradual aumento en el número de aplicaciones y usos del plástico en diferentes sectores económicos, destacando el caso de las laminas y películas de PP,

---

<sup>10</sup> En la industria de productos plásticos, aproximadamente el 87% de empresas manufactureras y de servicios relacionadas con esta rama industrial están concentradas en Lima, básicamente empresas dedicadas a la fabricación de bolsas plásticas, envases, envolturas, sacos, moldes, tubos, útiles de oficina, etc. en diferentes niveles de organización empresarial (micro, pequeña, mediana y grandes empresas) y que están alcanzando niveles de producción importantes en respuesta al crecimiento de industrias relacionadas. Miércoles 27 de agosto de 2008, Industria de plásticos mantiene crecimiento durante el 2008. PeruEmpresa.

las preformas, frascos y envases de PP, PE y PET para la industria de aceites comestibles y bebidas gaseosas, entre otros. De otro lado, también el crecimiento de los rubros de exportación no tradicional, entre los cuales destacan el sector agroindustrial, el textil y la manufactura misma de productos plásticos destinados al consumidor final han generado un incremento en la demanda de productos plásticos. Es así que para estos fines la inversión en cuanto a incorporación y mejora de maquinaria y equipos fue de 501.8 MMUS\$ el año 2008.

Mientras ciertos rubros muestran un importante dinamismo, tales como los productos en base a polipropileno, otros como el de los productos de poliestireno, se han contraído en los últimos años. Asimismo, pese a su diversidad los productos elaborados a partir del polietileno (juguetes, bolsas para productos de consumo, botellas, películas para productos de higiene personal, entre otros) enfrentan una fuerte competencia por parte de la producción informal y de los productos importados.

### **3.3.3. Estructura del mercado y grado de concentración industrial**

En cuanto a la estructura del mercado, en términos de volumen (TM) las exportaciones de bienes finales representan el 30% del total producido.

En consecuencia, la producción restante estaría destinada a satisfacer la demanda doméstica, compitiendo en el mercado interno con un significativo volumen de importaciones de productos finales. En este sentido, debe considerarse que alrededor del 85% de las importaciones están constituidas por productos plásticos en formas primarias, de modo que la producción interna de productos finales compite con el 15% de las importaciones de plásticos. De esta forma, la competencia con los productos finales importados es intensa, dado que éstos mantienen una participación en el mercado local de aproximadamente 37%.

La producción formal interna también enfrenta la fuerte competencia de la producción informal, considerando el relativamente bajo costo que implica iniciar líneas de producción de algunos productos plásticos finales. Según estimados de representantes de la industria, la producción informal equivale a cerca del 25% del sector formal de plásticos, el cual factura aproximadamente US\$ 1,000 millones anuales.

En la industria del plástico intervienen, directa e indirectamente, cinco subsectores:

- Productores de resinas y materiales plásticos en formas primarias (actualmente no existe una industria local);
- Fabricantes de equipos y maquinarias;
- Productores de moldes;
- Empresas transformadoras, que conforman la industria local de plásticos propiamente dicha, la cual utiliza los materiales plásticos en forma primaria y los transforma en productos finales; algunas empresas combinan diferentes materiales primarios para obtener “compuestos” con características físicas y químicas distintas, los cuales posteriormente venden a las transformadoras;
- Vendedores mayoristas y principales distribuidores.<sup>11</sup>

Y en total existen alrededor de 850 empresas que generan más de 24.000 puestos de trabajo<sup>12</sup>.

### **3.3.4. Análisis de la Comercialización**

El comercio exterior de productos plásticos presenta una balanza comercial negativa en el periodo 2000-2008, sin embargo la velocidad de crecimiento de las exportaciones es mayor que el de las importaciones. En este sentido haciendo un análisis de las importaciones de resinas versus la exportaciones de productos producidos a partir de estos, hay un incremento global de 610 % en la cantidad de productos plásticos exportados, con un crecimiento promedio anual de 24 %, y en el mismo periodo el incremento de los productos plásticos importados son del 358 %, con un 20 % de crecimiento promedio anual.

#### **3.3.4.1. Exportaciones de productos plásticos finales**

Las exportaciones de productos plásticos finales crecieron 39 % en el 2008, impulsadas por el crecimiento de la demanda externa, principalmente en los países andinos (destacando el incremento registrado por las exportaciones de películas y láminas de Polipropileno, seguido por los envases PET a estos países), la incursión en nuevos mercados (usos y aplicaciones) y el incremento de los precios internacionales del petróleo, que ha elevado los costos de la industria de plásticos en el exterior con relación a los costos en el mercado peruano. Pese a la recesión económica y la caída en los precios, se espera que la tendencia siga en aumento, en la medida que se consigan nuevos mercados mediante tratados de libre comercio con otros países.

---

<sup>11</sup> Para Información detallada de los distribuidores locales ver ANEXO 4.

<sup>12</sup> Expoplast Peru 2009. <http://www.expoplastperu.com/numeros.php>

La tabla 17 detalla la cantidad de montos exportados de los diferentes productos elaborados a partir de las resinas base motivos de este estudio, es decir del Polietileno y el Polipropileno. La grafica 25, ilustra las tendencias de exportaciones de los productos más importantes correspondientes al capítulo 39 del arancel de aduanas.

En la tabla 17 observamos que el año 2000 se exportaba fundamentalmente los productos correspondientes a la industria de los envases, como son las preformas, envases, botellas, frascos, representado 20.9 MMUS\$ de ingresos por este concepto y el año 2008 se alcanzo 53.85 MMUS\$, lo que significa un 61 % de crecimiento global, y siendo el segundo producto de mayor exportación para este año.

Pero la tendencia que llama la atención por su crecimiento acelerado, corresponde a los productos elaborados a partir de polipropileno, fundamentalmente las láminas y películas de polipropileno que en el año 2000 el monto exportado solo fue de 2.6 MMUS\$, en el año 2006 supera a las exportaciones de Preformas y Envases, y siguiendo la tendencia el año 2008 represento el mayor monto de exportación con 103.85 MMUS\$, lo que significa un aumento global de 3,894 % y 51 % de crecimiento promedio anual.

Así también las laminas y películas de películas de polietileno han tenido un sostenido crecimiento posicionándose como el tercero en cuanto a montos de exportación, con 31.1 MMUS\$ para el año 2008. Lo que significa un crecimiento global de 10,267 % a partir del año 2000 y un crecimiento promedio anual de 50 %.

#### **3.3.4.2. Destino de las Exportaciones.**

Los principales destinos de exportación de los productos que representan los mayores montos de exportación se detalla en los gráficos 26, 27 y 28, a fin de mostrar cuales son los mercados que vienen impulsando la demanda externa de la industria plástica.

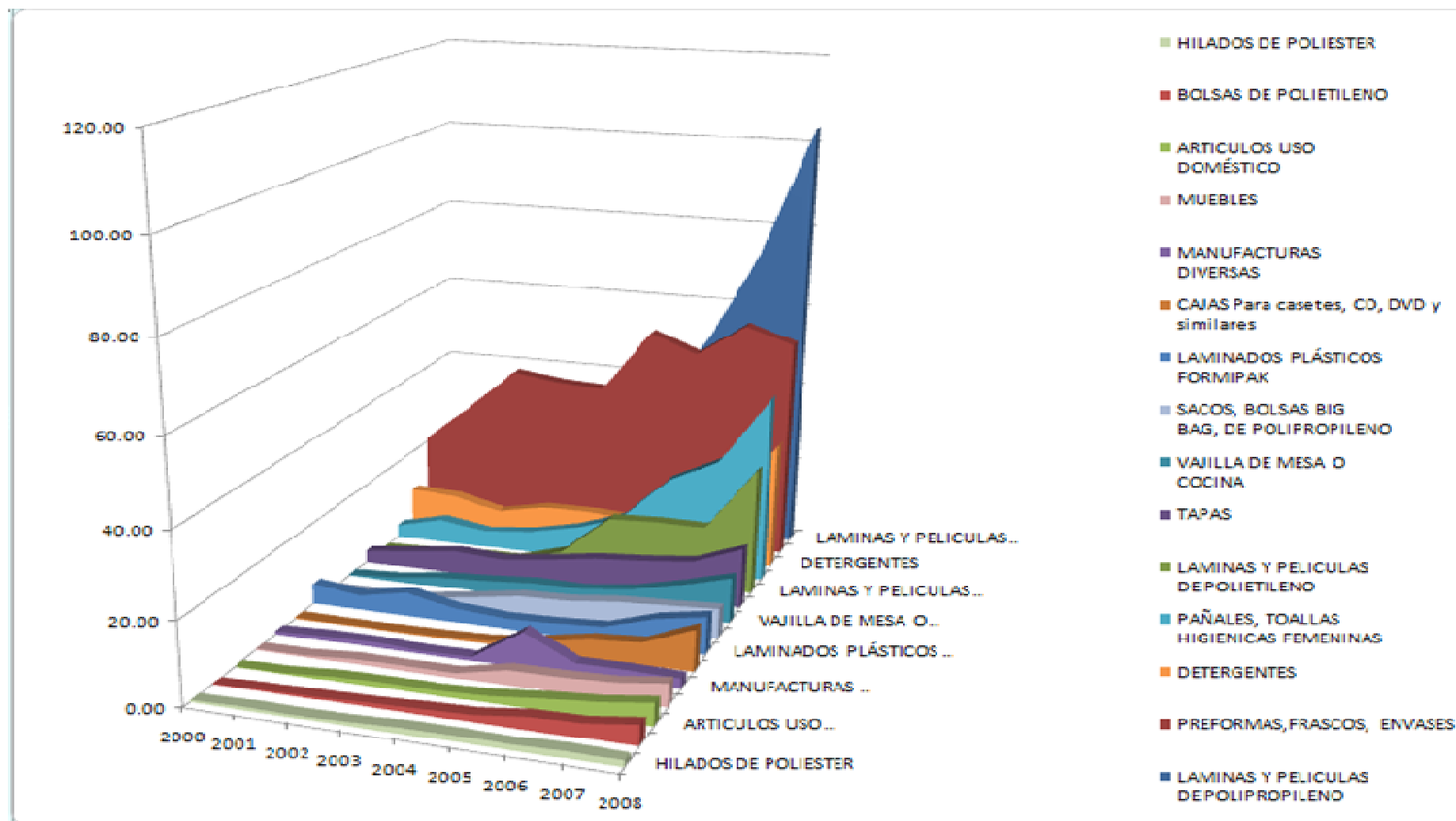
Asi por ejemplo en el Gráfico 26 observamos que Colombia, Venezuela y Brazil representan casi el 50 % de los países demandantes de las exportaciones de Láminas y Productos de Polipropileno. Lo que significa que alrededor de 50 MMUS\$, son las divisas ingresadas al país.

**Tabla 17:** Montos exportados de Productos manufacturados: SPN versus Valor FOB en MMUS\$.

<b>SPN</b>	<b>MANUFACTURA PLÁSTICA EXPORTADA</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
3920201000 3920209000	LAMINAS Y PELICULAS DE POLIPROPILENO	2.60	3.30	3.20	12.00	22.40	35.20	50.80	72.93	103.85
3923309000 3923301000 3923302000	PREFORMÁS, FRASCOS, ENVASES	20.90	30.50	40.80	39.20	38.60	54.00	49.60	57.60	53.85
3920100000	LAMINAS Y PELICULAS DE POLIETILENO	0.30	0.70	1.40	1.60	4.90	14.90	15.50	15.44	31.10
3923501000 3923502000	TAPAS	2.90	4.20	5.60	5.00	6.40	8.10	9.00	10.26	14.73
3924109000	VAJILLA DE MESA O COCINA	0.30	0.90	2.40	3.10	4.00	3.90	5.30	8.00	11.16
3923100000	CAJAS Para casetes, CD, DVD y similares	0.40	0.30	0.30	0.50	0.90	2.40	4.50	5.32	10.09
3921900010	LAMINADOS PLÁSTICOS FORMIPAK	5.10	3.60	5.80	3.40	2.60	2.90	3.60	7.18	9.15
3923210000	BOLSAS DE POLIETILENO	0.20	0.40	0.60	0.90	1.30	1.70	3.10	3.36	4.93
3924900000	ARTICULOS USO DOMÉSTICO	0.10	0.30	1.10	1.30	1.20	1.70	2.90	3.77	5.35
3926909090	MANUFACTURAS DIVERSAS	0.70	1.20	1.30	0.70	0.90	8.60	2.80	2.82	2.59
4818400000 4818400010 4818400020 4818400090	PAÑALES, TOALLAS HIGIENICAS FEMENINAS	3.20	5.90	4.20	5.40	7.90	11.90	23.10	28.92	45.55
3402200000	DETERGENTES	9.70	9.00	6.30	8.70	8.80	8.00	10.30	14.46	31.15
6305332000	SACOS, BOLSAS BIG BAG, DE POLIPROPILENO	0.40	0.10	0.80	2.50	4.30	4.70	6.00	6.52	7.22
9403700000	MUEBLES	0.30	0.40	1.20	1.20	1.20	3.60	3.70	4.09	5.59
5402330000	HILADOS DE POLIESTER	0.50	0.80	0.70	0.90	1.40	1.50	1.30	1.68	1.49
<b>MONTOS EXPORTADOS</b>		<b>47.60</b>	<b>61.60</b>	<b>75.70</b>	<b>86.40</b>	<b>106.80</b>	<b>163.10</b>	<b>191.50</b>	<b>242.36</b>	<b>337.80</b>

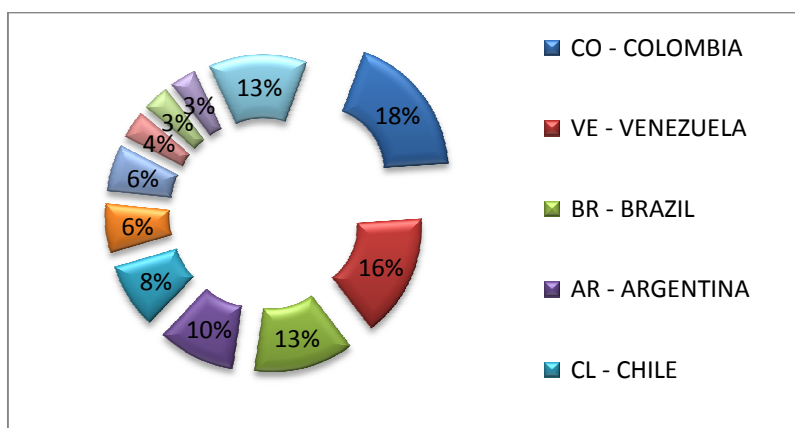
Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

Gráfico 25. Evolución de los montos exportados de productos manufacturados.



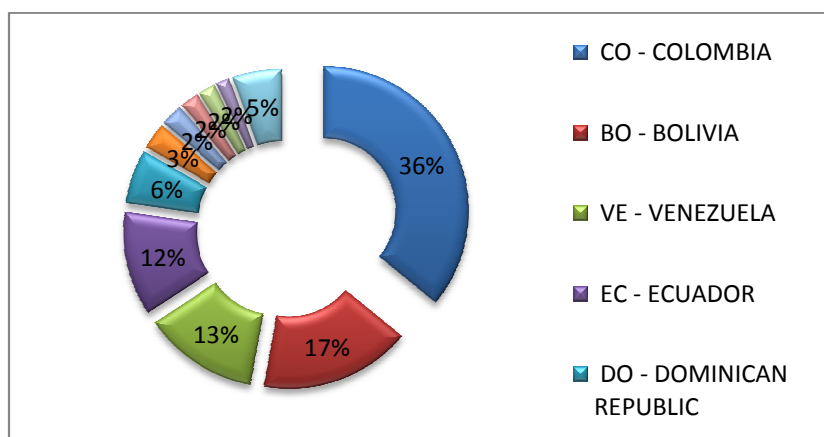
Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

**Gráfico 26.** Destinos de Exportación de Láminas y Películas de Polipropileno (SPN 3920.20.90.00) - 2008



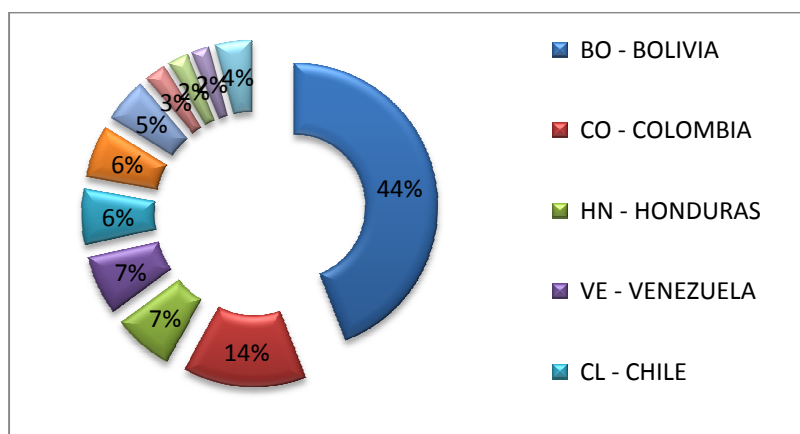
Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

**Gráfico 27.** Destinos de Exportación de Preformas, Frascos y Envases (SPN 3923.30.20.00) – 2008.



Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

**Gráfico 28.** Destinos de Exportación de Láminas y Películas de Polietileno (SPN 3920.10.00.00) - 2008

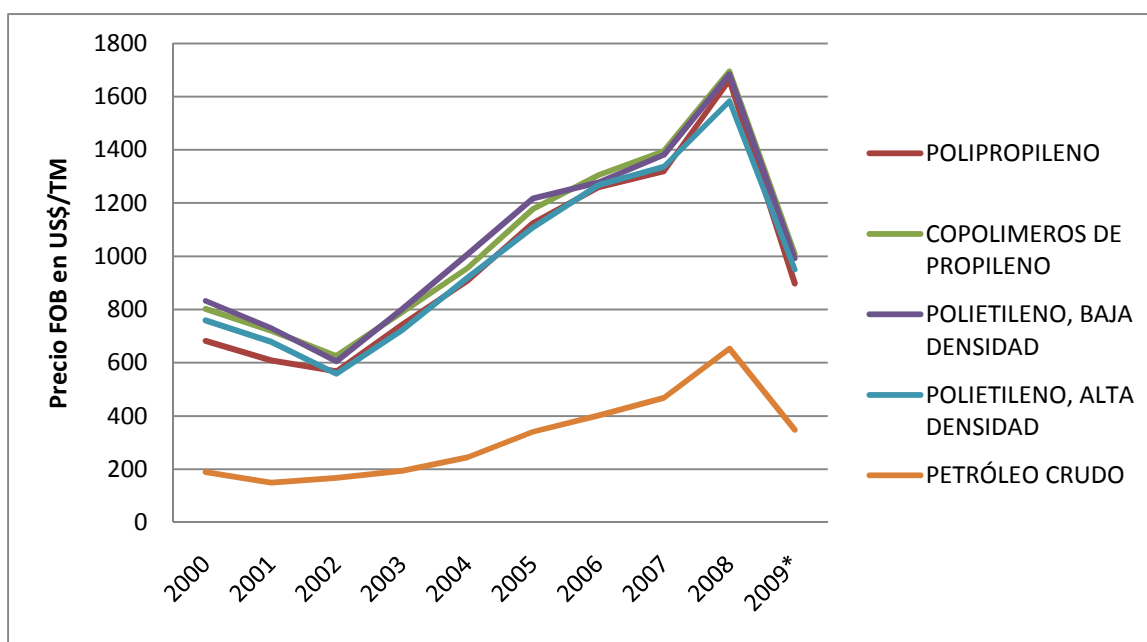


Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

### 3.4. Comportamiento de los Precios de Resinas plásticas

Es importante determinar la evolución de los precios para poder prever las variaciones del mercado. En el gráfico 29 y la tabla 18 se resume la evolución de precios en el periodo 2000 al 2009<sup>13</sup>, donde se puede observar la tendencia creciente en el periodo 2002 al 2008 y la caída de los precios en el año 2009, la primera debido a la volatilidad creciente del precio del crudo y la segunda a consecuencia de su drástica caída.

Gráfico 29. Precios de importación de Resinas olefínicas.



Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

En este sentido, los precios de insumos como la resina, puede representar hasta el 70% de los costos de fabricación<sup>14</sup>, se convierten en un factor clave que impide un crecimiento mucho más fuerte del sector. En el año 2007 el precio de los insumos plásticos ha crecido en promedio 7.6% (luego de aumentar en 4.2% en el año 2006), y el año 2008 un incremento de 21%, lo que prácticamente triplica el ritmo anual de crecimiento que se alcanzó en el 2007. Valores que contrastan con la caída de los precios, que han caído a un valor promedio de 40 % hasta el primer semestre del 2009.

<sup>13</sup> Valor referencial al primer semestre del 2009, a efectos de indicar la caída de los precios de las resinas, debido a la caída del precio del petróleo.

<sup>14</sup> Instituto de Estudios Económicos y Sociales – Sociedad Nacional de Industrias, [http://www.sni.org.pe/iees/download/IEES\\_Reporte\\_Sectorial/Reporte\\_Sectorial\\_Plastico\\_jul08.pdf](http://www.sni.org.pe/iees/download/IEES_Reporte_Sectorial/Reporte_Sectorial_Plastico_jul08.pdf)



**Tabla 18.** Evolución de los precios de Importación de Polímeros Plásticos: SPN vs. FOB (US\$/TM)

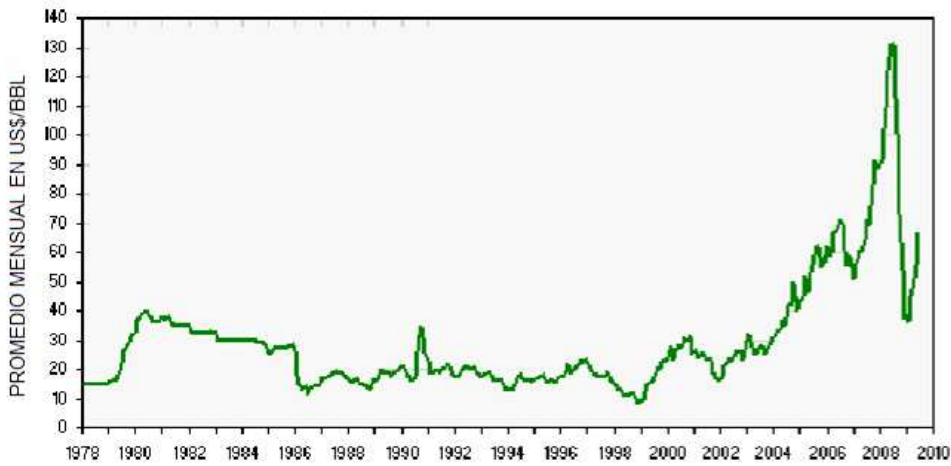
SPN	RESINA PLÁSTICA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
3902100000	<b>POLIPROPILENO</b>	682	609	568	744	907	1125	1259	1320	1662	897
3902300000	<b>COPOLIMEROS DE PROPILENO</b>	803	721	626	789	955	1178	1305	1395	1695	1009
3901100000	<b>POLIETILENO, BAJA DENSIDAD</b>	833	730	605	801	1007	1217	1277	1381	1684	992
3901200000	<b>POLIETILENO, ALTA DENSIDAD</b>	759	679	559	722	919	1108	1268	1337	1583	950
3907600010	<b>POLITEREFTALATO DE ETILENO SIN DIOXIDO DE TITANIO</b>	891	907	834	980	1133	1324	1299	1195	1361	952
3907600090	<b>POLITEREFTALATO DE ETILENO LOS DEMÁS</b>	900	735	651	814	1019	1125	1146	1434	1513	1079
3904102000	<b>POLICLORURO DE VINILO, OBTENIDO POR SUSPENSION</b>	756	499	553	674	884	981	941	1003	1112	628
2709000000	<b>PETRÓLEO CRUDO</b>	189	149	168	194	244	341	402	468	653	348

\* Primer Semestre 2009

Fuente: Aduanas (Elaboración propia)

Así por ejemplo el precio del Polipropileno (SPN 3902100000), resina de mayor crecimiento en los últimos años, tuvo un incremento de 20.6 % el año 2008, y una caída de 46.03 % para el primer semestre del 2009, el Polietileno de Alta Densidad (SPN 3901100000) creció un 18.4 % el 2008, y cayó 39.9 % durante el primer semestre del 2009. El politereftalato de etileno (PET) utilizado en la fabricación de envases tuvo un incremento de 5.5 % en el año 2008, y una caída de 28.7 % para el primer semestre del 2009. Precios que van de la mano con la cotización internacional del petróleo que en promedio se elevó en 47% el año 2007, y 39.5% el 2008, llegando a alcanzar un precio record de 145.33 US\$ el barril de crudo WTI. El gráfico 30 y 31 muestran la evolución del precio internacional del petróleo.

**Gráfico 30. Evolución del Precio del crudo WTI.**



**Gráfico 31. Precio del petróleo últimos 12 meses**



Fuente: Oilenergy

### 3.5. PROYECCION DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL POLO PETROQUÍMICO

#### 3.5.1. Resumen de la Demanda y proyección para la cobertura de mercado.

Como no existe oferta de estos insumos, como parte de la producción local. Todo el estimado del mercado se encuentra en función a la demanda proyectada siendo esta la demanda insatisfecha, la que se muestra en la tabla 19.

**Tabla 19. Estimado de Mercado en función a la demanda proyectada.**

<b>TM</b>	<b>Demanda al año 2015</b>	<b>Cobertura de mercado</b>
<b>Mercado Nacional</b>		(al 80%)
<i>Polietileno*</i>	311,821	249,456
<i>Polipropileno</i>	371,413	297,131
<b>subtotal</b>	683,234	546,587
<b>Mercado Internacional</b>		(al 5 %)
<i>Polietileno*</i>	7,000,000	350,000
<i>Polipropileno</i>	3,500,000	175,000
<b>subtotal</b>	10,500,000	525,000
<b>Mercado Total Estimado</b>		
<i>Polietileno*</i>		≈600,000
<i>Polipropileno</i>		≈475,000
<b>Total</b>		1,075,000

\* Se refiere a las resinas PEAD+PEBD

En base a la demanda proyectada, se determino que el requerimiento de poliolefinas para la industria de plásticos, para los siguientes 10 años. Considerando que, el periodo de instalación hasta su puesta en operación sea aproximadamente de 5 años, tenemos como mercado objetivo el del año 2015.

De la proyección pronosticada, la demanda nacional de Polietileno (PEAD+PEBD) y la demanda de Polipropileno (PP Homopolímero + PP Copolímero), seria aproximadamente más de 680,000 TM, y a una de cobertura del 80% del mercado, se cubriría aproximadamente 550,000 TM.

La demanda Latinoamericana para el año 2007 fue de 4.4 MM TM de Polietileno y de 2.2 MM TM de Polipropileno, con una proyección de crecimiento promedio de 6 % anual, la demanda proyectada para el año 2015 es de aproximadamente 7 MM TM de Polietileno y de 3.5 MM TM de PP. Satisfaciendo el 5 % del mercado Latinoamericano se cubrirían más de 500,000 TM. Por lo que tendríamos un mercado tentativo de más de 1 MM TM entre PE y PP.

En este sentido en base a dicho mercado objetivo la planta estaría proyectada para tener una capacidad de 1,000,000 TM/año. Como se ve en **la tabla 23**, la planta operando a una tasa de operación del 80% satisficiera el mercado local e internacional con 800,000 TM de polietileno y polipropileno<sup>15</sup>.

**Tabla 20.** Capacidad de Producción del Complejo de Olefinas.

	<b>Capacidad Total Instalada (TMA)</b>	<b>Tasa de Operación de la Planta</b>	<b>Cobertura de Mercado al 2015 (TMA)</b>
PE	500,000	80%	400,000
PP	500,000	80%	400,000
<b>TOTAL</b>	<b>1,000,000</b>	<b>80%</b>	<b>800,000</b>

---

<sup>15</sup> Cabe resaltar que no se está considerando el mercado mundial, que sin lugar a dudas resulta un potencial mercado latente y con grandes clientes, como china, EEUU y Europa. Lo que amplía las posibilidades de mercado.

## CAPITULO IV

### RESERVAS Y PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL

#### 4.1. Reservas de Gas Natural

La información en cuanto a las reservas de gas natural de Camisea ha ido variando de acuerdo a las exigencias por parte de las empresas que tienen contratos de compra, y también por parte de organismos e instituciones nacionales. Por tal razón Pluspetrol, en un inicio contrató la certificación de las reservas de Gas Natural de Camisea a la firma Gaffney, Cline & Associates Inc, filial de la multinacional Baker Hughes Inc.

La tabla 21 y la tabla 22 muestran los resultados de auditoría al 22 de febrero de 2009, en un informe publicado el 15 de mayo del 2009.

**Tabla 21.** Volumen de gas recuperable en el Lote 88 (BCF)

<b>Campo</b>	<b>Estimación baja</b>	<b>Mejor estimación</b>	<b>Estimación alta</b>
San Martin	2,541	3,225	3,503
Cashiriari	5,334	7,112	8,062
Total	7,875	10,337	11,565

Fuente: Informe Gaffney, Cline & Associates Inc.

**Tabla 22.** Volumen de gas recuperable en el Lote 56 (BCF)

<b>Campo</b>	<b>Estimación baja</b>	<b>Mejor estimación</b>	<b>Estimación alta</b>
Pagoreni	2,206	2,453	2,805
Mipaya	92	213	341
Total	2,298	2,666	3,146

Fuente: Informe Gaffney, Cline & Associates Inc.

Dado que este informe ha generado controversia, el MEM ha encargado la certificación de las reservas de los lotes 56 y 88 a la consultora norteamericana Netherland, Sewell and Associates, Inc., Es así que, en un informe publicado el 17 de mayo de 2010, dirigida al Ing. Ernesto Barreda Tamayo, Director General de Hidrocarburos, se dio a conocer las actuales reservas, siendo estas las que se indican en las tablas 23 y 24.

**Tabla 23.** Hidrocarburos Originalmente in-situ y Recuperación Final Estimada Lotes 56 y 88.

Categoría	Hidrocarburos Originalmente In Situ			Total (100 Por Ciento)		
	Gas Seco (BCF)	NGL (MMBBL)	Condensado (MMBBL)	Gas Seco (BCF)	NGL (MMBBL)	Condensado (MMBBL)
<b>Estimación Baja</b>	15,317.40	621.2	465.1	11,643.60	396.8	301.1
<b>Mejor Estimación</b>	20,991.00	851.9	638.9	16,440.80	573.5	434.2
<b>Estimación Alta</b>	24,080.40	977.4	728.9	19,120.60	664.3	511.7

Fuente: Informe Netherland, sewell & Associates, Inc.

**Tabla 24.** Reservas de los Lotes 56 y 88 combinados<sup>16</sup>

Categoría	Reservas Totales (100 Por Ciento)		
	Gas Seco (BCF)	NGL (MMBBL)	Condensado (MMBBL)
<b>Total Probadas (1P)</b>	11,177.00	346.2	265.5
<b>Probadas + Probables (2P, o Mejor Estimación)</b>	15,929.30	520.9	397
<b>Probadas + Probables + Posibles (3P)</b>	18,599.70	611.3	474.1

Fuente: Informe Netherland, sewell & Associates, Inc.

De lo anteriormente indicado, se concluye que se tendría un total de aproximadamente 16 TCF, como mejor estimado para ambos lotes 56 y 88.

En adición al estimado de reservas probadas el Ministerio de Energía y Minas (MEM) informó que a efectos de poder incrementar el número de reservas probadas en los procesos de certificación futuros, el consorcio viene ejecutando un programa de desarrollo y exploración que contempla los trabajos como sísmica 3D, perforación en la estructura Mipaya al oeste de Pagoreni, perforación en la estructura San Martín Este y estudios petrofísicos de detalle en todos los campos, quedando así pendiente conocer los resultados de los siguientes programas:

- Lote 57 Repsol;
- Programa exploratorio de Petrobras en el lote 58;
- Nuevo programa de inversiones que viene desarrollando el Consorcio Camisea<sup>17</sup> para aumentar las reservas de gas en el Lote 56.

<sup>16</sup> No se está considerando los Recursos Contingentes y Prospectivos de los Lotes 56 y 88.

<sup>17</sup> El Consorcio Camisea está integrado por Pluspetrol Perú Corporation (2.2%), Pluspetrol Lote 56 (25%), Hunt Oil del Perú (25.2%), SK Corporation (17.6%), Tecpetrol (10%), Sonatrach Perú Corporation (10%) y Repsol Exploración (10%).

De acuerdo a la información dada a conocer públicamente, no se espera que el nuevo programa de inversiones del Consorcio Camisea en el lote 56 produzca resultados importantes antes de mediados del año 2011.

#### **4.2. Oferta De Gas**

El gas natural de Camisea contiene Metano, Etano, Propano, Butano e hidrocarburos más pesados en menor proporción. Actualmente el gas natural producido en el lote 88 es tratado en la Planta Malvinas en Camisea para separar el propano e hidrocarburos más pesados los cuales son enviados a la costa a través de un ducto de líquidos del gas natural. El metano y etano con la composición que se muestra en la **tabla 25**, se transportan en conjunto a la costa como gas natural a través de un ducto separado y así entran al sistema de comercialización que sirve a los mercados eléctrico, industrial, residencial y vehicular.

De otra parte, en setiembre del 2008 se iniciaron las operaciones de producción del lote 56 (Pagoreni) siguiendo un tratamiento similar. El propano e hidrocarburos más pesados son separados en la planta Malvinas y transportados a la costa por el mismo ducto de líquidos ya existente.

Cuando se complete la construcción de la Planta de Licuefacción de Gas Natural de Pampa Melchorita el metano y etano serán transportados como gas natural a la costa para su embarque con destino a México.

Considerando las dos vías para la implementación de una petroquímica de olefinas, a partir del metano (previa producción de metanol, vía MTO) y del etano (vía Steam Cracking); se deberá segregar el etano (más del 10%) del gas que llega a la costa, indicado en la tabla 25.

Al respecto es importante determinar si los contratos de venta de gas a México y a los grandes consumidores nacionales, además de las típicas cláusulas de precio por Millón de Btu, establecen alguna cláusula de calidad del gas que incluya referencias a su composición (inclusión de Etano) o a su poder calorífico por pie cúbico en condiciones estándar.

**Tabla 25.** Composición del Gas que llega a Melchorita. (Abril 2009)<sup>18</sup>

<b>Volumen</b>	<b>Mm3</b>	983.733
	<b>MMPCD</b>	1.158
<b>Poder calorífico</b>	<b>Mj / m3</b>	40.461
<b>Energía</b>	<b>GJ</b>	39,803
<b>Composición  % Molar</b>	<b>N2</b>	0.957
	<b>CO2</b>	0.224
	<b>C1</b>	88.016
	<b>C2</b>	10.689
	<b>C3</b>	0.105
	<b>n-C4</b>	0.004
	<b>i-C4</b>	0.003
	<b>n-C5</b>	0.000
	<b>i-C5</b>	0.000
	<b>C6</b>	0.001
	<b>C7</b>	0.001
	<b>C8+</b>	0.000
<b>Densidad Relativa</b>	<b>Densidad Relativa</b>	0.614

Fuente: TgP

#### **4.2.1 Estimación de Segregación de etano del gas seco de Camisea que cumpla con las especificaciones de comercialización de Gas dentro el mercado local y en los mercados de exportación de California y México.**

De la revisión de los Contratos de Suministros de Gas Natural de los lotes 56 y 88<sup>19</sup>, se indica dentro las especificaciones de calidad respecto al poder calorífico lo siguiente:

**Límite inferior:** 36.84 MJ/M3 (988.75 BTU/pie3) con un **mínimo de 1% de etano.**

**Límite superior:** 41.53 MJ/M3 (1,114.63 BTU/pie3)

<sup>18</sup> Para detalles de la composición cromatográfica del Gas de Camisea ver ANEXO 5.

<sup>19</sup> Contrato suscrito entre: Hunt Oil Company of Peru LLC, Sucursal del Perú; SK Corporation, Sucursal Peruana; Pluspetrol Perú Corporation SA; Tecpetrol del Perú SAC; Sonatrach Perú Corporation SAC; Repsol Exploracion Perú, Sucursal del Perú; Pluspetrol Lote 56 SA y PERU LNG SRL.



El Contrato de Servicio de Transporte del Gas Natural<sup>20</sup>, indica dentro las especificaciones de calidad:

**Límite inferior:** 8,800 Kcal/m<sup>3</sup>std (equivalente a 36.84 MJ/M<sup>3</sup> o 988.75 BTU/pie<sup>3</sup>)

**Límite superior:** 10,300 Kcal/m<sup>3</sup>std (equivalente a 43.11 MJ/M<sup>3</sup> o 1,157.14 BTU/pie<sup>3</sup>)

Así también, el “Contrato BOOT Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao”, establece:

**Límite inferior:** 36.04 MJ/M<sup>3</sup> (equivalente a 967.28 BTU/Pie<sup>3</sup>).

**Límite superior:** 39.93 MJ/M<sup>3</sup> (equivalente a 1071.69 BTU/Pie<sup>3</sup>)

De lo indicado se observa que la única limitación de etano corresponde a un mínimo de 1%, incluso considerando que el metano puro tiene un poder calorífico bruto de 1010 Btu/Pie<sup>3</sup> en condiciones estándar, se encuentra comprendido dentro los límites establecidos en los contratos, lo que permitiría su comercialización como metano prácticamente puro<sup>21</sup> y el etano estaría disponible para la planta de olefinas.

La tabla 26 indica las especificaciones del gas natural para su comercialización en California y México.

**Tabla 26.** Especificaciones Típicas en Redes de Distribución de California y México

Composición molar %	California Air Resources Board CNG		Mexico Natural Gas
	Mínimo	Máximo	Máximo
C <sub>1</sub>	88		
C <sub>2</sub>		6	
C <sub>3+</sub>		3	3.6

Fuente: Oil & Gas Journal

De la tabla 25, observamos que el poder calorífico del Gas Seco que llega a Melchorita es de 40.461 MJ/M<sup>3</sup> (equivalente a 1085.94 BTU/pie<sup>3</sup>), es decir un Gas fuera de Especificación según el contrato BOOT de distribución, de igual manera de la tabla 26, observamos que la máxima composición permitida para el etano es del 6 % molar, comparando con el gas seco de Camisea que tiene un 10.69 %, se encuentra también

<sup>20</sup> Contrato suscrito entre: Transportadora de Gas del Perú SA y PERU LNG SRL.

<sup>21</sup> Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante D. S. 042 – 99 EM de fecha 15.09.99, en el inciso f) de su Artículo N° 44.

fuera de especificación. Lo que nos indica que ese etano en exceso se tendrá que retirar, y si no es en Perú, lo será en los mercados de exportación.

Haciendo un cálculo de acuerdo a los datos de composición (tabla 25) y tomando los valores de poder calorífico de los componentes del Gas Natural Seco de Camisea el poder calorífico vendría dado por:

**Poder Calorífico Gas Seco de Camisea (PC):**

$$PC = \sum_{i=C1}^{C5+} Xi * (PCi)$$

Donde, PC: Poder calorífico del gas seco, Xi: fracción molar de cada componente del Gas Seco, PCi: Poder calorífico de cada componente del Gas Seco.

$$PC = X_{C1}(PC_{C1}) + X_{C2}(PC_{C2}) + X_{C3}(PC_{C3}) + X_{C4}(PC_{C4}) + X_{C5+}(PC_{C5+}) = 1086 \text{ BTU/pie}^3$$

Lo que significa que con 1086 BTU/pie<sup>3</sup> el gas natural seco, está fuera de especificación para la distribución en Lima y Callao.

Sabiendo que el contrato de suministro para los lotes 56 y 88, exigen como un mínimo 1 % de etano en el Gas, es posible retirar hasta un máximo del 90% del etano presente en el gas seco, por lo que se tendría que el poder calorífico sería:

**Poder Calorífico Gas Seco de Camisea (90% de etano separado):**

$$PC = (0.97641)(1010) + (0.01069)(1769.6) = 1005.10 \text{ BTU/pie}^3$$

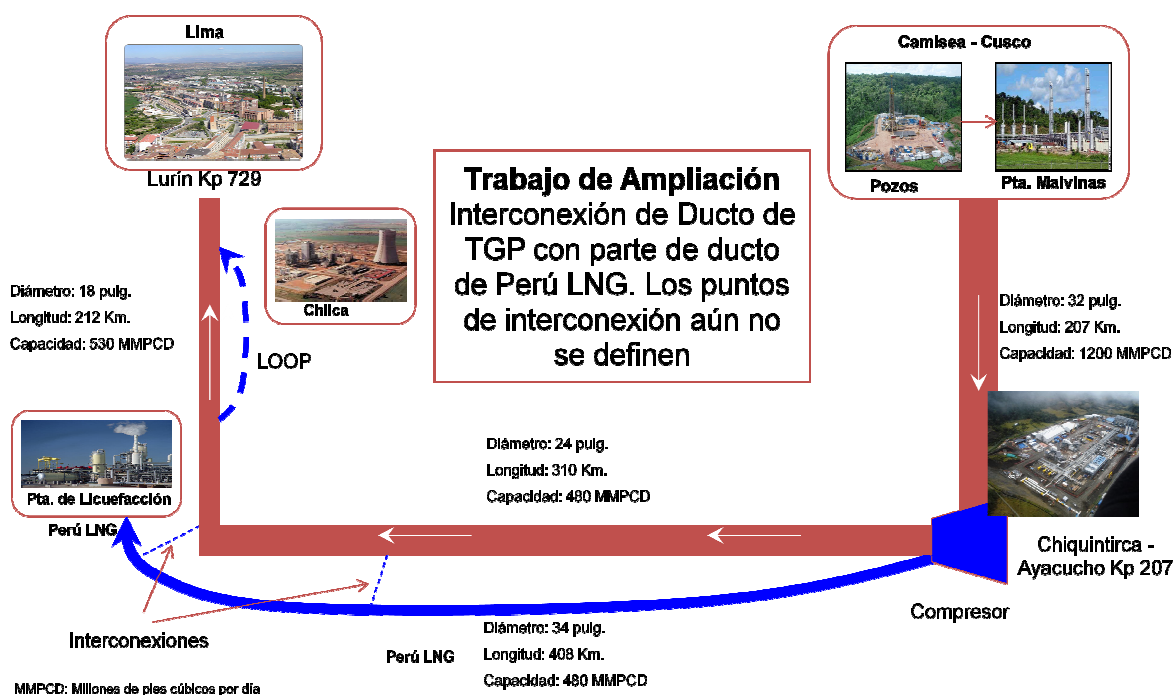
Lo que significa que con 1005.10 BTU/pie<sup>3</sup>, el gas natural seco cumple con las especificaciones de poder calorífico.

Es así que, del análisis realizado concluimos que resultaría necesario, además de conveniente separar el etano (hasta un máximo de 90%) del gas natural de Camisea a manera de satisfacer las especificaciones de calidad y poder calorífico establecidas para la comercialización y distribución en Lima y Callao y también para los mercados de exportación de México y EEUU..

Para el año 2015 (año al que se proyecta la puesta en marcha del Complejo) se tendrá mayor demanda nacional de gas (gráfico 33), y así también se tendrá un flujo de gas estimado de más de 1000 MMPCD<sup>22</sup>, hacia la costa, según la tabla 27.

Para ello TGP está realizando la ampliación del sistema de transporte del Gas Natural con una inversión de 710 MMUS\$<sup>23</sup>, a fin de satisfacer la demanda creciente del mercado local, tanto para Lima y Callao, como para el Gasoducto a Ica y Marcona. Además del ducto de PLNG que tendrá una capacidad de 480 MMPCD (Gráfico 32).

**Gráfico 32.** Ampliación del Sistema de Transporte de Gas Natural – TGP y Gasoducto PLNG.



Es así, que de este flujo se separaría el etano en un punto cercano al complejo de Melchorita, del estudio de localización se determinó que la ubicación tentativa correspondería a un complejo adyacente a la planta de licuefacción de Perú- LNG, en Pampa Melchorita, esto por la conveniencia de aprovechar el frío generado en el complejo de licuefacción.

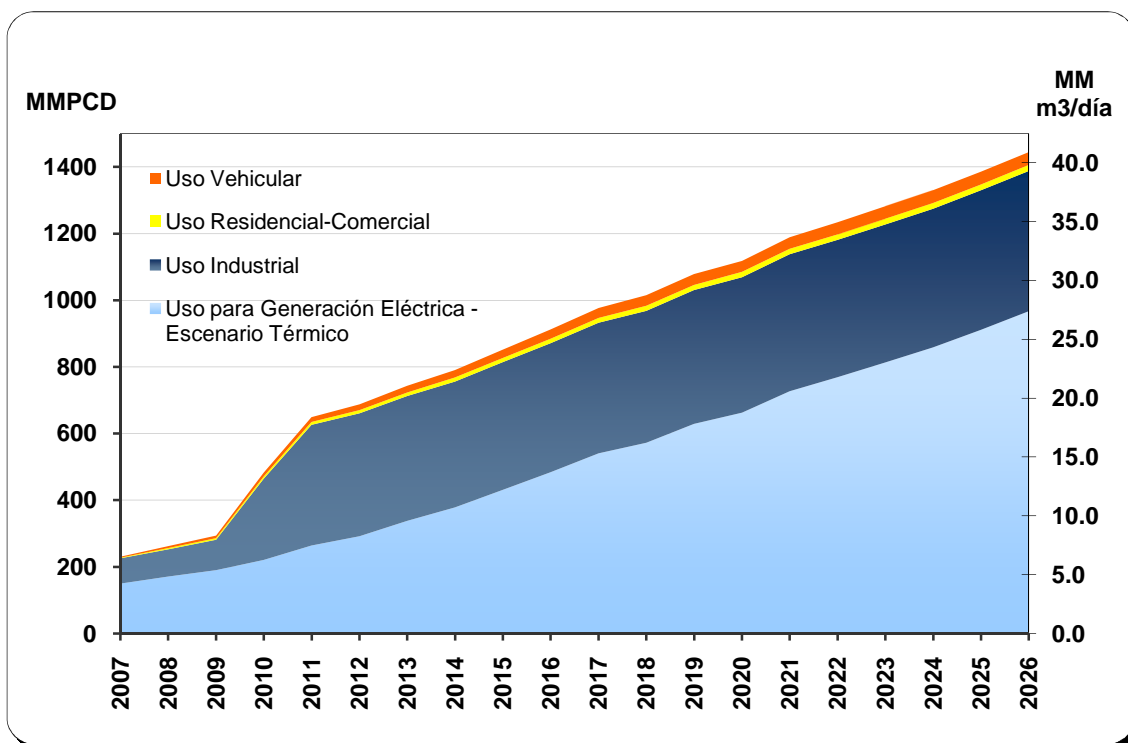
Cabe señalar que no se está considerando la opción de evaluar la separación del etano por los gasoductos al Sur – Kuntur, dado que el flujo estimado para este

<sup>22</sup> Ver ANEXO 6 - Demanda de Gas Natural Proyectado.

<sup>23</sup> “Dado que la demanda está creciendo y ya hay pedidos de suministro de gas natural para el 2010 del orden de 600 millones de pies cúbicos, estamos conversando con el gobierno para ampliar el ducto a 1,000 millones de pies cúbicos entre los años 2012 y 2014”. TGP: Ampliación de ducto de Camisea para demanda interna estará lista entre años 2012 y 2014. Ricardo Ferreiro, Gerente General TGP.

gasoducto de 450 MMPCD, no contendría el etano requerido para la planta de olefinas determinado para este estudio.

**Gráfico 33. Demanda Nacional de Gas Natural para los próximos 20 años por Sector Económico.**



Fuente: MEM

**Tabla 27. Mercado del gas natural en la zona de Lima y Callao.**

MMPCD	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<i>Uso Industrial<sup>(*)</sup></i>	45.2	46.6	48.2	49.4	50.5	51.7	52.8	53.9	54.9	56.0
<i>Uso Residencial-Comercial<sup>(*)</sup></i>	2.3	3.7	5.1	6.6	7.4	7.7	8.0	8.2	8.4	8.6
<i>Uso Vehicular<sup>(**)</sup></i>	2.8	5.3	7.7	10.2	12.7	15.2	17.6	20.1	22.6	24.9
<b>Subtotal</b>	<b>50.3</b>	<b>55.6</b>	<b>61.0</b>	<b>66.2</b>	<b>70.6</b>	<b>74.6</b>	<b>78.4</b>	<b>82.2</b>	<b>85.9</b>	<b>89.5</b>
<i>Consumo Eléctrico (1)</i>	108.6	106.8	132.6	158.4	210.3	241.2	294.0	314.6	360.1	419.2
<i>Uso Exportación de LNG (2)</i>				625.0	625.0	625.0	625.0	625.0	625.0	625.0

<b>TOTAL</b>	<b>158.9</b>	<b>162.4</b>	<b>193.6</b>	<b>849.6</b>	<b>905.9</b>	<b>940.8</b>	<b>997.4</b>	<b>1,021.8</b>	<b>1,071.0</b>	<b>1,133.7</b>
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	----------------	----------------	----------------

<sup>(\*)</sup>Fuente: Demanda Fijación de tarifa de transporte de gas natural (Resolución N° 084-2003/OS/CD)

<sup>(\*\*)</sup>Fuente: Estimado de demanda de COFIDE (Administrador del Sistema de Control de Carga de GNV)

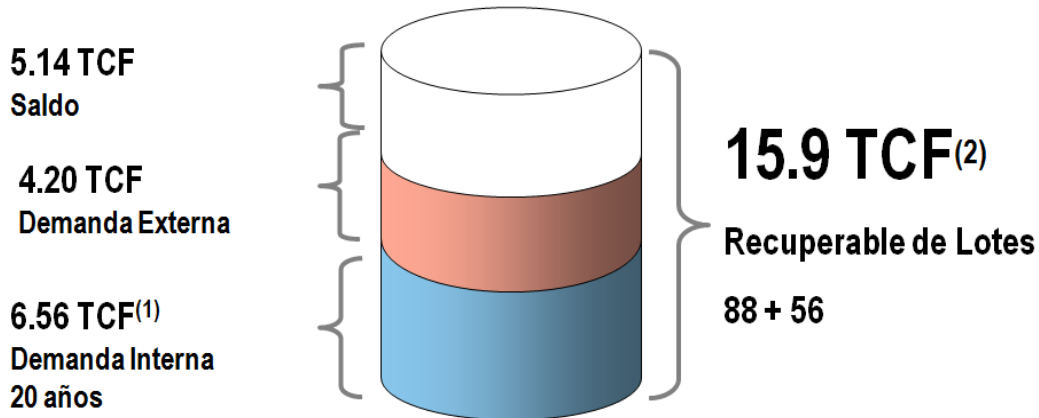
(1) Mercado Zona de Influencia de Camisea. Uso Gas Natural Sector Eléctrico. Fuente: DGE-MEM Consumo de GN en el sector eléctrico - Escenario Térmico

(2) Considera la exportación de LNG a la Costa Oeste de Norteamérica (México / EEUU)

#### 4.3. Diferencia entre el Estimado de Reservas y el Estimado de Demanda.

En el gráfico 34 vemos que, del balance de gas recuperable versus la demanda proyectada para 20 años tenemos un saldo de 5.14 TCF.

Grafico 34. Balance de Gas recuperable vs Demanda



(1) Fuente Plan Referencial de Hidrocarburos 2007 – 2016

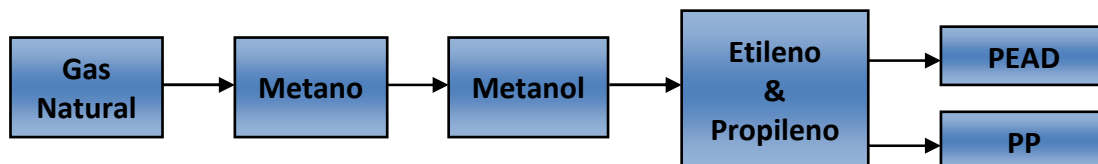
(2) Fuente: Netherland, Sewell & Associates, Inc

#### 4.4. Estimación de materia prima - Requerimiento de Gas Natural

##### 4.4.1. Requerimiento del Insumo vía Metano

Para determinar los requerimientos del Insumo vía Metano (Gráfico 35), se considerara previamente el proceso Metanol a Olefinas (*Metanol to Olefins - MTO*), tomando como referencia los rendimientos alcanzados en la planta piloto del Proceso MTO, de propiedad de UOP/Hydro, ubicado en Porsgrunn, Noruega.

Gráfico 35. Ruta del Metano



En la tabla 28, se detallan los estimados de carga de olefinas para la producción de 400,000 TM de PE y 400,000 TM de PP. La tabla 29 muestra el Balance de materiales en la que se puede observar que la capacidad de la planta de metanol sería de alrededor de 2,5 MM TMA, la que operando a una tasa de operación del 95 % cubriría los requerimientos de la Unidad de MTO para producir alrededor de 808,080 TM de olefinas, es decir 404,040 TM de etileno y 404,040 TM de propileno.

**Tabla 28.** Capacidad de las Unidades de Polimerización y requerimiento de insumo.

	<b>Mercado Objetivo al 2015 (TMA)</b>	<b>Tasa de Operación de la Planta</b>	<b>Capacidad Total Instalada PE y PP (TMA)</b>	<b>Conversión</b>	<b>Carga etileno y propileno (TMA)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>800,000</b>	80%	1,000,000	99%	808,081
<b>PE</b>	<b>400,000</b>	80%	500,000	99%	404,040
<b>PP</b>	<b>400,000</b>	80%	500,000	99%	404,040

**Tabla 29.** Balance de materiales estimado para una Capacidad de producción de alrededor de 808,080 TMA de olefinas ligeras

	<b>Carga TM/D</b>	<b>Productos TM/D</b>	<b>M TM/año</b>	<b>Rendimiento</b>
Metanol	6732			
<b>etileno</b>		1140.97	404.09	0.169
<b>propileno</b>		1140.97	404.09	0.169
mezcla de butanos		351.86	124.62	0.052
C5+		129.36	45.82	0.019
Fuel Gas		113.84	40.32	0.017
Otros (Agua, Cox, Coque, etc.)		3854.99	1365.31	0.573
<b>subtotal olefinas</b>		2281.95	<b>808.19</b>	0.339
Total	6732	6732	2384.25	1.000

Debido a la conversión del gas de síntesis, y posterior conversión a Metanol se tiene que el requerimiento de gas natural (Metano) es el que se muestra en las tablas 30 y 31, para una capacidad de producción al 100 % y 95 % respectivamente.

**Tabla 30.** Capacidad de la Planta de Metanol y requerimiento de Metano al 100% de operación.

<b>Carga metanol 100% de la Capacidad (TMA)</b>	<b>Carga metano (TMA)</b>	<b>Carga metano en MMSCFD</b>	<b>Cantidad de metano requerido en 20 años (TCF)</b>
2,500,000	1,500,321	220	1.56

**Tabla 31.** Capacidad de la Planta de Metanol y requerimiento de Metano al 95 % de operación.

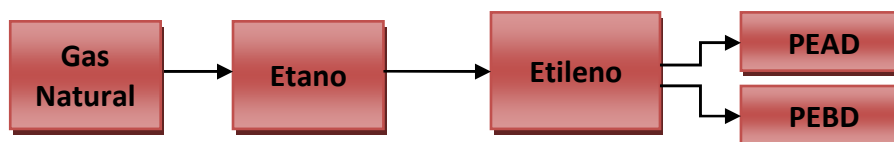
<b>Carga metanol 95 % de la Capacidad (TMA)</b>	<b>Carga metano (TMA)</b>	<b>Carga metano en MMSCFD<sup>24</sup></b>	<b>Cantidad de metano requerido en 20 años (TCF)</b>
2,360,167	1,416,439	208	1.47

<sup>24</sup> Densidad del Gas Metano (a 1.013 bar y 15 °C [59] °F)) : 0.68 Kg/M3

#### 4.4.2. Requerimiento del Insumo vía Etano

Para determinar los requerimientos del Insumo vía etano (Gráfico 36), se considerara previamente el proceso Steam Cracking.

Gráfico 36. Ruta del etano



La tabla 32 nos indica los rendimientos típicos para el proceso Steam Cracking

Tabla 32. Influencia de la carga en los rendimiento del Steam Cracker (% Peso)

Productos	Alimentación					
	Etano	Propano	Butano	Nafta	Gas Oil atmosférico	Gas Oil de Vacio
hidrogeno 95% vol	8.8	2.3	1.6	1.5	0.9	0.8
Metano	6.3	27.5	22	17.2	11.2	8.8
Etileno	77.8	42	40	33.6	26	20.5
Propileno	2.8	16.8	17.3	15.6	16.1	14
Butadieno	1.9	3	3.5	4.5	4.5	5.3
Otros C4	0.7	1.3	6.8	4.2	4.8	6.3
C <sub>5</sub> -200 gasolina	1.7	6.6	7.1	18.7	18.4	19.3
Benceno	0.9	7.1	3	6.7	6	3.7
Tolueno	0.1	3	0.8	3.4	2.9	2.9
C <sub>8</sub> Aromáticos	---	---	0.4	1.8	2.2	1.9
No Aromáticos	0.7	3.6	2.9	6.8	7.3	10.8
Fuel Oil	---	0.5	1.7	4.7	18.1	25

Fuente: Petrochemical Processes. Alain Chauvel, Gilles Lefebvre

Como se indica en la tabla 20, se determinó que la capacidad de Planta seria de 1 MM TMA. Operando al 80% de capacidad tenemos una cobertura de mercado de 800,000 TM de poliolefinas, al año 2015.

Para la estimación de los requerimientos de insumo, nos ayudamos del software "Lummus Technology Ethylene Project Planning Tool" de propiedad de Lummus Technology and CBI Company.

**Caso 1.** Para una tasa de operación de 100%

Realizando el Balance de Materiales para este proceso obtenemos lo indicado en la tabla 33 y 34.

**Tabla 33.** Sumario del Proyecto de 1,000,000 TMA de etileno.

Fecha:	Fri, 21 Aug 2009 18:45:17 GMT	
Compañía Cliente:	UNI	
Localización de Planta:	Perú	
Alimentación:	Etano	
Conversión:	65% Etano	
<b>Capacidad de Etileno:</b>	<b>1,000,000</b>	<b>TMA</b>
Capacidad de Propileno:	10,060	TMA
Energía específica por kg de Etileno:	3,300	kcal/kg C2
Rango de Costo de Inversión de ISBL/OSBL:	372 MM US\$ a 417 MM US\$.	

**Tabla 34.** Balance de Masa en el Steam Cracker al 100 %

Alimentación Fresca:			Productos		
<b>Etano:</b>	<b>142,433</b>	kg/hr	H2+CH4 Off Gas:	17,327	kg/hr
Propano:	0	kg/hr	<b>Etileno (GP):</b>	<b>117,647</b>	<b>kg/hr</b>
Nafta:	0	kg/hr	C3 Plus:	7,634	kg/hr
AGO:	0	kg/hr	Gases Ácidos:	162	kg/hr
Vapor que reacciona:	338	kg/hr			
<b>Total:</b>	<b>142,771</b>	<b>kg/hr</b>		<b>142,771</b>	<b>kg/hr</b>

Alimentación de reciclo		
Reciclo de etano:	79,226	kg/hr

De las tabla 35 y 36 observamos que para una capacidad de 1 MM TMA de etileno se requiere de aproximadamente 142,433 Kg/hr o 1,298,817 TMA de etano a un stream factor de 97 % (8500 horas).

**Tabla 35.** Alimentación de etano al 100 % de operación.

Carga etano (Kg/hr)	Carga etano 100 % de la Capacidad (TMA)	Alimentación de etano en MMSCFD	Carga etano al 100 % para 20 años (TCF)
142,433	1,210,681	94.16	0.667



**Caso 2.** Para una tasa de operación del 80 %.

Para nuestros requerimientos la planta tendrá una tasa de operación del 80 %, significando que para ello, el balance de materiales sería el detallado en las siguientes tablas.

**Tabla 36.** Sumario del Proyecto de 800,000 TMA de etileno (80% de la capacidad instalada).

Alimentación:	Etano	
Conversión:	65% Etano	
<b>Capacidad de Etileno:</b>	<b>800,000</b>	<b>TMA</b>
Capacidad de Propileno:	8048	TMA
Energía específica por kg de Etileno:	3,300	kcal/kg C2

**Tabla 37.** Balance de Masa en el Steam Cracker al 80 %.

Alimentación Fresca:			Productos		
<b>Etano:</b>	113,946	kg/hr	H2+CH4 Off Gas:	13,862	kg/hr
Propano:	0	kg/hr	<b>Etileno (GP):</b>	<b>94,118</b>	<b>kg/hr</b>
Nafta:	0	kg/hr	C3 Plus:	6,108	kg/hr
AGO:	0	kg/hr	Gases Ácidos:	130	kg/hr
Vapor que reacciona:	272	kg/hr			
Total:	114,218	kg/hr		114,218	kg/hr

Alimentación de reciclo		
Reciclo de etano:	63,381	kg/hr

En las tablas 38 y 39 observamos que operando al 80% de la capacidad de 1 MM TMA de etileno se requiere de aproximadamente 113,946 Kg/hr o 968,541 TMA de etano a un stream factor de 97 % (8500 horas).

**Tabla 38.** Etano Requerido para el Polo Petroquímico (80% de Capacidad Instalada)

Carga etano (Kg/hr)	Carga etano (TMA)	Alimentación de etano en MMSCFD <sup>25</sup>	Carga etano para 20 años (TCF)
113,946	968,541	75.33	0.534

<sup>25</sup> Densidad etano (gas a 15°C y 1 atm): 1.282 Kg/M3

Para poder separar la cantidad de etano requerido, indicado en la tabla 41, se necesita de un flujo aproximado de 800 MMSCFD de Gas Seco a través de los ductos proveniente de Camisea, actualmente TgP se encuentra en proceso de ampliación de la capacidad del ducto, a través de un loop que permitirá incrementar paulatinamente el flujo de Gas hasta alcanzar más de 1,000 MMSCFD.

**Tabla 39.** Cantidad requerida de flujo de gas y en Reserva.

Alimentación de etano en MMSCFD	Recuperación en la Planta de Separación de etano (%)	Cantidad de etano requerido en el flujo de Gas Seco (MMSCFD)	Flujo mínimo de Gas Natural Seco* que ingresa a la Planta de Separación de etano (MMSCFD)	Cantidad de Metano de reposición por segregación de etano (MMSCFD) <sup>26</sup>
75.33	90	83.70	785.93	131.98

\*Gas natural Seco se refiere al gas libre de líquidos que viene de Camisea.

Debido a que las clausulas de contrato de suministro de Gas para la exportación indican como cantidad contractual 670,000 MMbtus por día (equivalentes a 620 MMPCD), y además que el pago se realizara por MMbtu consumido, es que se presenta de manera referencial la cantidad de Metano que tendría que reponerse a fin de compensar la pérdida de poder calorífico por la extracción del etano.

#### 4.5. Resumen de los requerimientos de materia prima

A continuación en la tabla 40 realizamos un cuadro comparativo de los requerimientos de materia prima por ambas vías de producción, donde vemos que los requerimientos de volumen de metano son mayores en una relación de aproximadamente 3 a 1.

**Tabla 40.** Cuadro resumen de ambas vías de producción

	Carga (TM/D)	Carga (TMA)	Alimentación en MMSCFD	Requerimiento para 20 años (TCF)	Reserva Probada (TCF)	Saldo de Reserva disponible (TCF)
Metano	3,999.36	1,416,439	208	1.47	15.9 de GN 13.04 de C1 <sup>a</sup>	4.21 <sup>c</sup>
Etano	2,734.70	968,541	75.33	0.534	15.9 de GN 1.43 de C2 <sup>b</sup>	1.29 <sup>d</sup>
Metano/Etano	1.5	1.5	2.8	2.8		

<sup>a</sup>Se está considerando 82% de metano, 15.9x0.82 (para detalles de composición del Gas Ver Anexo 5)

<sup>b</sup>Se está considerando 9 % de etano, 15.9x0.09

<sup>c</sup>Saldo Total 5.14 TCF (se está considerando 82% de Metano, 5.14x0.82)

<sup>d</sup>Se está considerando el total de etano con un factor de recuperación del 90 % del Gas Seco (1.43x0.90)

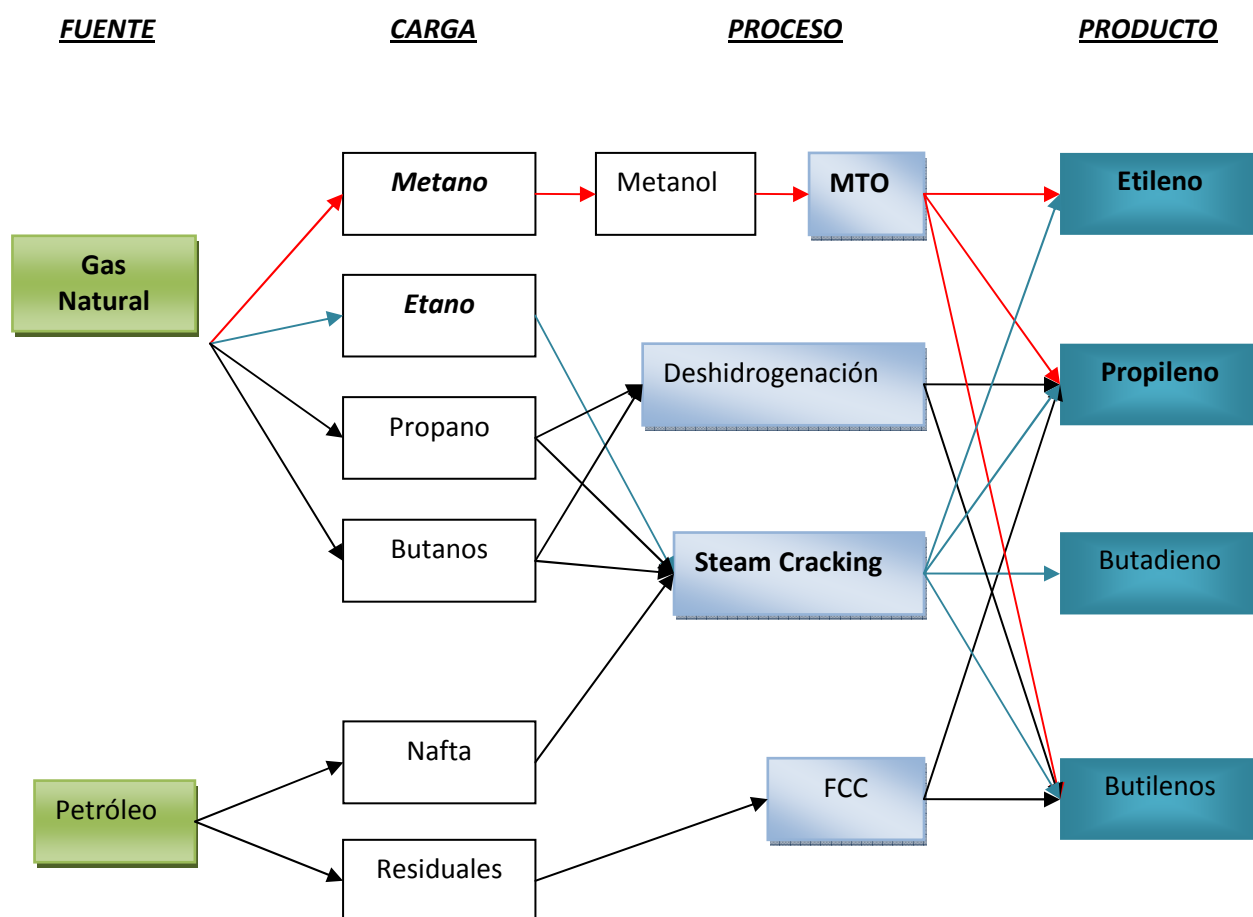
<sup>26</sup> Para el factor de reposición de Metano, se ha tomado como referencia: Poder Calorífico Metano: 1010 BTU/Pie<sup>3</sup> y Poder Calorífico Etano: 1769,6 BTU/Pie<sup>3</sup>; *Gas Reservoir Engineering, Lee and Wattenbarger (1996)*

## CAPITULO V

### PROCESOS PETROQUÍMICOS PARA LA PRODUCCIÓN DE OLEFINAS Y CONFIGURACIÓN DEL COMPLEJO.

En el estudio de mercado desarrollado en el capítulo anterior, se ve que la demanda de olefinas ligeras va en aumento fundamentalmente el etileno y el propileno. De esta forma se disponen de más materias primas, nuevos procesos, nuevas tecnologías, con nuevos desarrollos en catalizadores, y optimización en requerimientos energéticos. Algunos de estos se detallan en la tabla 41 y como diagramas de bloques en el gráfico 37.

Gráfico 37. Cadena de Valor de las Olefinas



Fuentes: varias. Elaboración propia.

**Tabla 41.** Procesos Petroquímicos para la producción de Olefinas Ligeras.

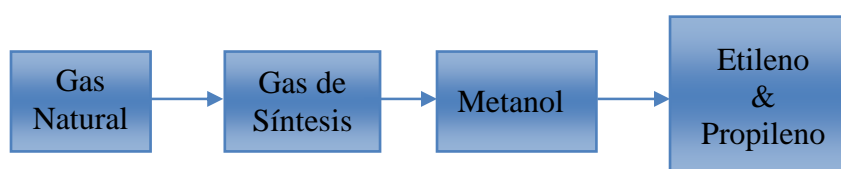
<b>Materia Prima / Carga</b>	<b>Proceso Para Producir Olefinas</b>	<b>productos</b>
Etano, Propano, Butano, Nafta	Steam Cracking	Etileno, Propileno, Butileno, Butadieno.
Gas Natural seco ó Metano	Gas to Olefins – GTO via Methanol to olefins - MTO	Polietileno, Polipropileno.
Residuales, Gasóleos	Fuid Catalitic Cracking -FCC	Propileno como subproducto en refinarias.
Etileno + 1-buteno	Olefins Conversion Technology - OCT	Propileno
C4 – C8	Olefin Cracking Process - OCP	Etileno, Propileno.
Metano, etano	Oxidative Coupling of Methane - OCM	Etileno
Propano	Deshidrogenacion Catalitica	Propileno

**Fuentes: varias.** Elaboración propia.

### 5.1. Vía Metano

La vía del metano incluye la transformación del Gas Natural Seco en Gas de Síntesis, Metanol y Olefinas, como se muestra en el grafico 38.

**Gráfico 38.** Ruta del Metano



#### 5.1.1. Selección del Proceso

De la tabla 41 y grafica 37, observamos que en la producción de Olefinas vía metano el proceso adecuado es el que corresponde al Metanol a Olefinas (MTO). Este proceso se empezó a desarrollar en la década de los 70's, debido a la crisis petrolera de 1973 y 1978, por la empresa Mobil con el propósito de buscar la conversión de Metanol a hidrocarburos líquidos, como gasolina.

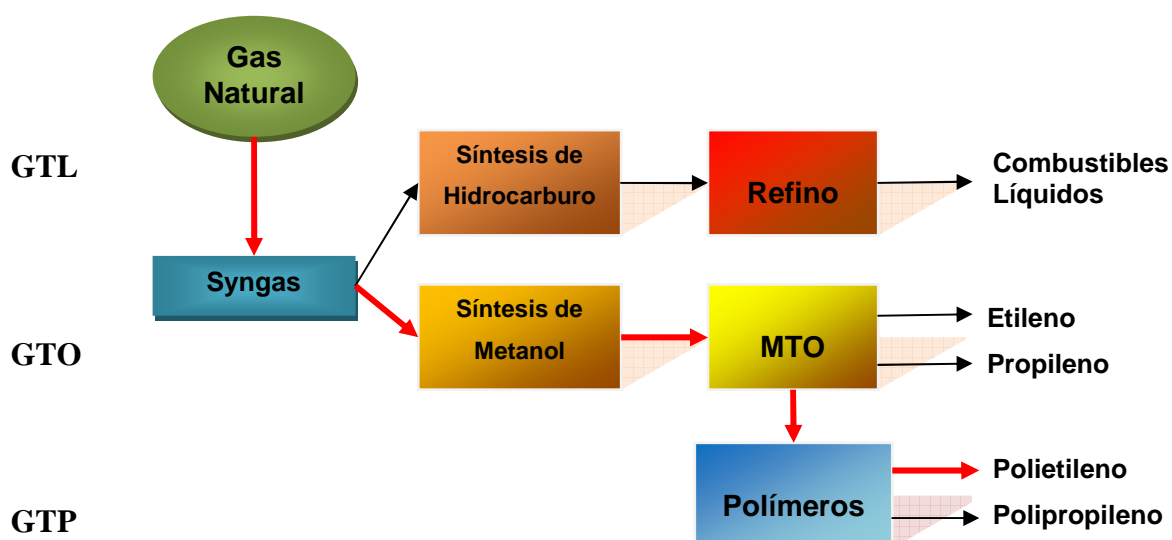
### 5.1.2. Descripción del Proceso Gas a Poliolefinas (Gas to Polyolefins - GTP) vía Metanol a Olefinas (Methanol to olefins - MTO)

Este proceso involucra los siguientes pasos:

- 1.- A partir del Gas Natural para obtener Gas de Síntesis y Metanol
- 2.- De Metanol a Olefinas
- 3.- De Olefinas a Poliolefinas

A continuación se describen estas transformaciones en el gráfico 39. Se presenta un esquema más detallado en el gráfico 40.

**Gráfico 39.** Esquema de Conversión del Gas Natural a Combustibles Líquidos y Poliolefinas.



#### 5.1.2.1. Producción de Gas de Síntesis

Se denomina Gas de Síntesis a las mezclas gaseosas de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H<sub>2</sub>) en diversas proporciones. Estas mezclas pueden ser usadas en la obtención de diversos productos: el H<sub>2</sub> puro en la síntesis de amoníaco, el CO puro puede usarse en la síntesis del ácido fórmico y la mezcla de CO + H<sub>2</sub> en la síntesis de alcoholes oxo (u oxoalcoholes), en nuestro caso particular para la síntesis del metanol. Los procesos para la obtención del Gas de Síntesis se basan fundamentalmente en tres vías de producción:

1. Reformador con Vapor de Agua (Steam Reforming)
2. Reformador Autotérmico
3. Reformador de CO<sub>2</sub>

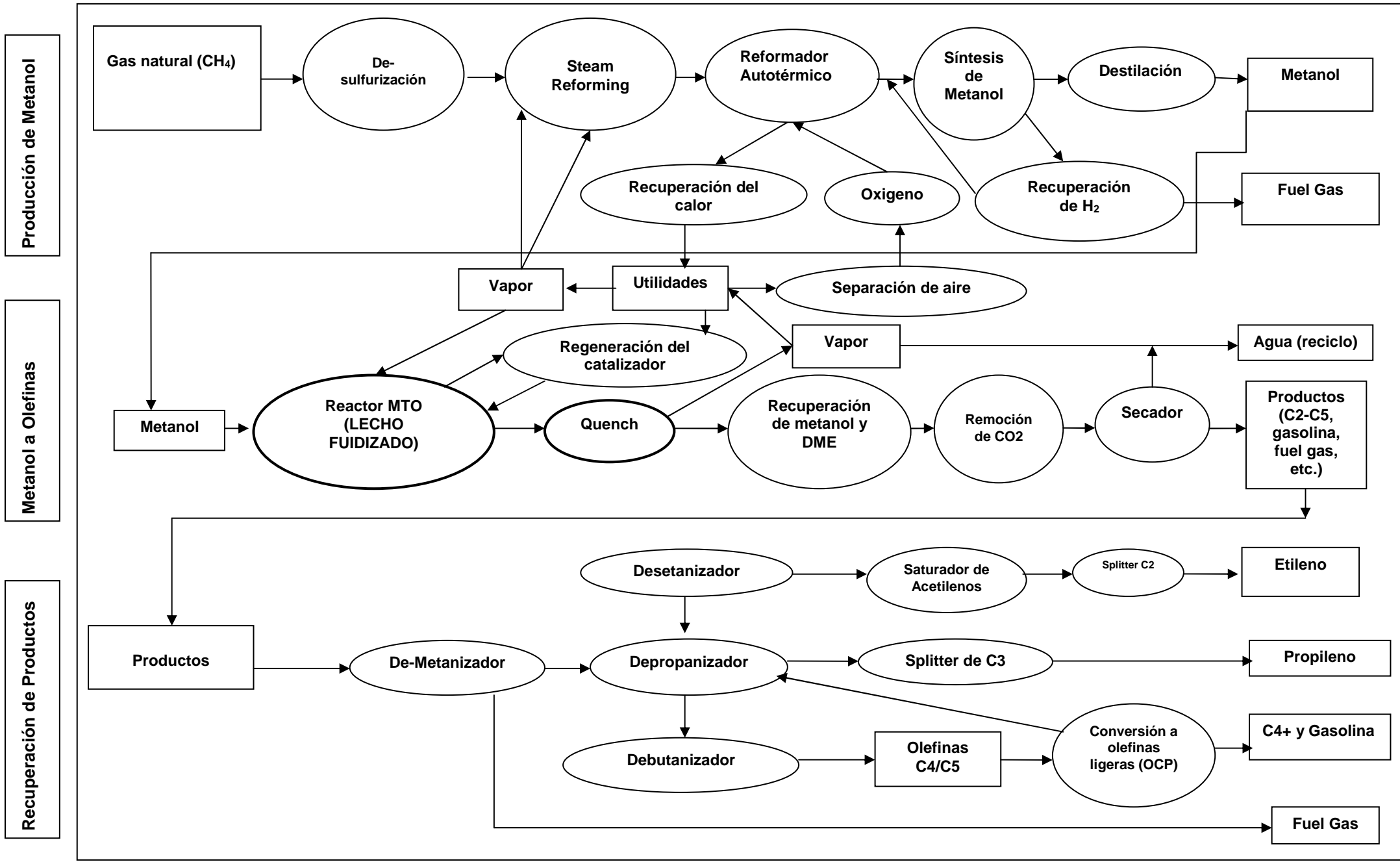
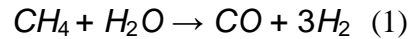


Gráfico 40. Esquema General para la producción de Olefinas ligeras a partir del Gas Natural (CH<sub>4</sub>)

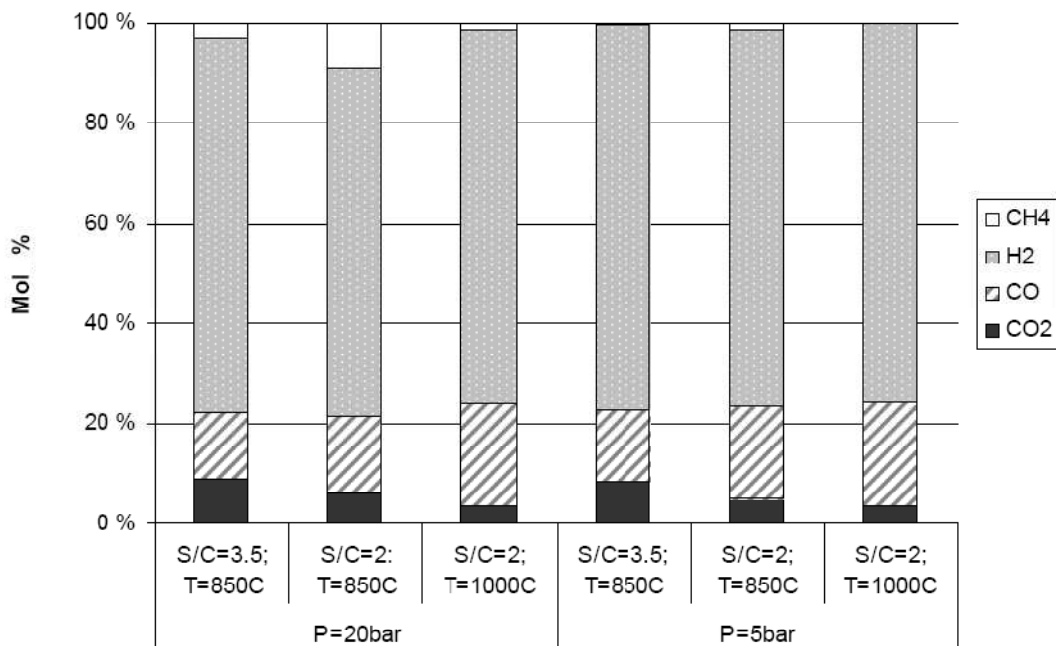
### 5.1.2.1.1. Reformación con Vapor de Agua (Steam methane reformer-SMR)

En un SMR, el gas natural (metano - CH<sub>4</sub>) reacciona con vapor de agua sobre un catalizador de níquel para producir Syngas, dado por la ecuación 1. La reacción es endotérmica, y el calor es dado por transferencia de calor al reactor. El reformado toma lugar en el lecho catalítico dentro los tubos de arreglo vertical en los reformadores de vapor a gas. El calor es proveído por la combustión del gas natural.



La composición molar, en base seca (libre de agua), del syngas del SMR está dada en el Gráfico 41. Para varias condiciones de operación (presión, temperatura y relación vapor/carbón (S/C)).

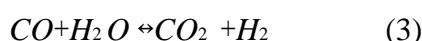
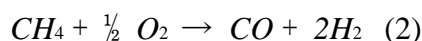
Para aumentar la conversión del metano se reduce la presión, se incrementa la relación S/C y se aumenta la temperatura. Por otro lado, el CO<sub>2</sub> disminuye con el aumento de temperatura y disminuyendo la relación vapor/carbono (S/C), mientras que la presión no influye en la cantidad de CO<sub>2</sub> producido.



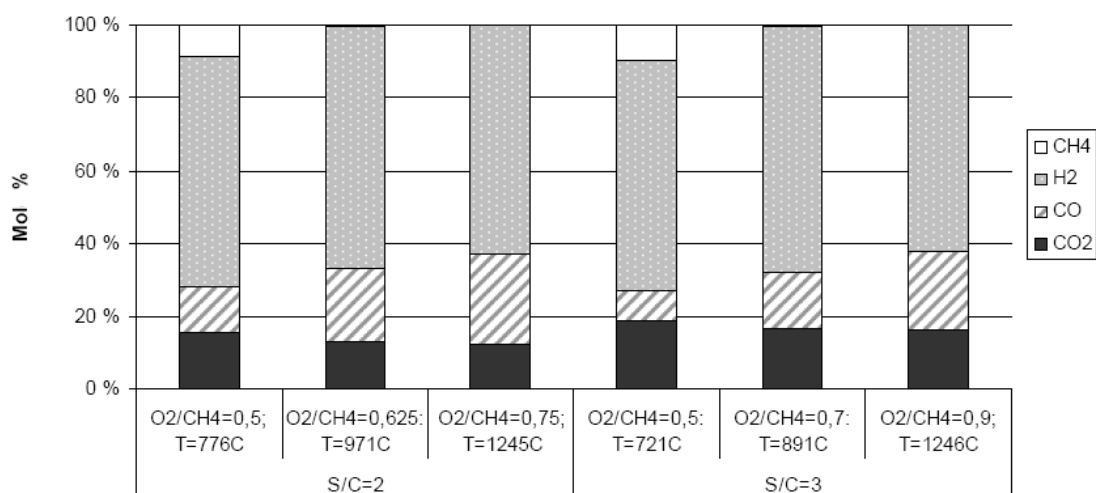
**Gráfico 41.** Composición molar sobre base libre de agua del Syngas producido en el SMR, con cambios en la presión, temperatura y la relación vapor/carbono (S/C).

### 5.1.2.1.2. Reformador Autotérmico - Autothermal reformer (ATR)

El reformador Autotérmico, ATR, combina la reacción endotérmica entre el metano y el vapor, ecuación 1, y la reacción exotérmica con oxígeno, ecuación 2. Las reacciones están dadas abajo.



El producto gaseoso consiste principalmente de CO y H<sub>2</sub>, normalmente referido como gas de síntesis o Syngas, y pequeñas cantidades de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O y CH<sub>4</sub>. La composición del gas de síntesis para un ATR está dada normalmente en una proporción de 2-3 de H<sub>2</sub>/CO (Menges et al., 1992). Para evitar la oxidación total a CO<sub>2</sub> y agua, el contenido de oxígeno en el reactor debe ser bajo. El requerimiento total de energía del reformador puede ser equilibrado por una conveniente combinación de reacciones exotérmicas y endotérmicas, principalmente a través del control de la relación Vapor/Carbono. La oxidación completa es más exotérmica que la oxidación parcial. Una alta temperatura en el reformador resulta en una alta proporción de CO y una baja proporción de CO<sub>2</sub> e hidrocarburos (Pitt and Millward, 1979). En el Gráfico 42 se da la composición molar del producto gaseoso del ATR. Otra vez elevadas temperaturas aumenta la conversión. Todos los resultados para el ATR son mostrados para una presión de 20 bar.

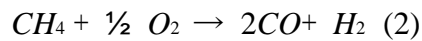


**Gráfico 42:** Composición molar en base libre de agua del Syngas producido en el ATR, con cambios en la relación O<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> y Vapor/Carbono (S/C).

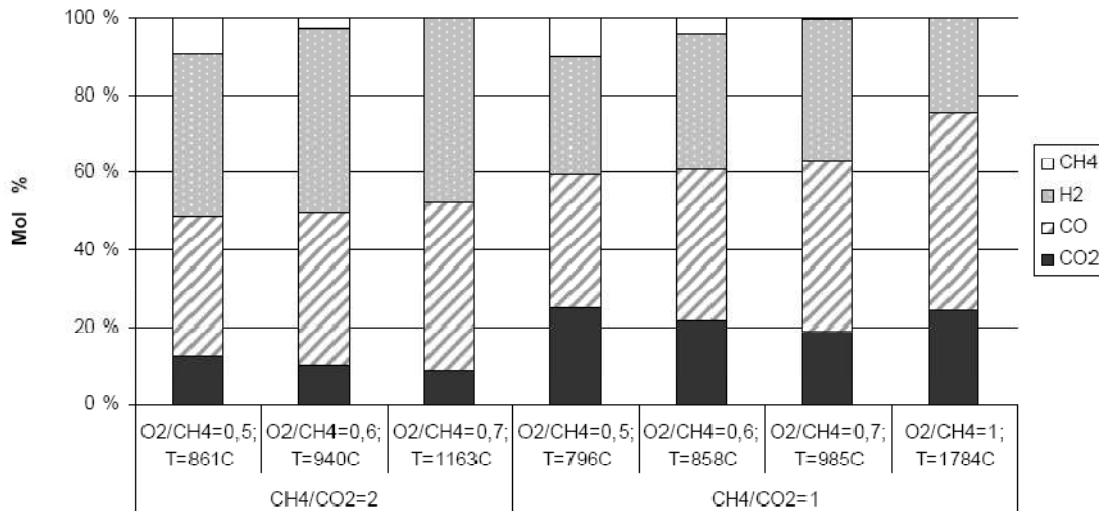


### 5.1.2.1.3. Reformador de CO<sub>2</sub>

En el reformador de CO<sub>2</sub>, el gas natural reacciona con el CO<sub>2</sub>, dado en la ecuación 4. La reacción es endotérmica, y el calor es proveído por la reacción exotérmica con el oxígeno, ecuación 2.



Si en el sistema hay grandes cantidades de exceso de CO<sub>2</sub>, el reformado de CO<sub>2</sub> se hace una opción interesante. Sin embargo, la relación de H<sub>2</sub>/CO del Syngas producido (típicamente 1.2 – 1.6) es más bajo que el requerido ~2 en la reacción de metanol, lo que significa que el Syngas tiene que ser adecuado para obtener la relación deseada de H<sub>2</sub>/CO.



**Gráfico 43:** Composición molar en base libre de agua del Syngas producido en el reformador de CO<sub>2</sub>, con cambios en la relación O<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> y CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>.

La tendencia general en la composición molar del Syngas que sale del reformador de CO<sub>2</sub> se da en el Gráfico 43. La cantidad del CO<sub>2</sub> en el producto aumenta con la reducción de la relación CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> de la carga de alimentación al reactor, mientras que la cantidad de hidrogeno aumenta con el aumento de la relación CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>. La conversión aumenta con el aumento de la temperatura, y el contenido de hidrogeno pasa por un máximo con el aumento temperatura.

### 5.1.2.1.4. Reformador SMR, ATR o CO<sub>2</sub>

En adición a las diferentes formas de proveer calor a la reacción, una mayor diferencia entre estas opciones de reformado es la relación H<sub>2</sub>/CO del Syngas producido. Como

se puede ver en la ecuación (1), 3 moles de H<sub>2</sub> son producidos por mol de CO. Para la reacción con oxígeno, ecuación (2), solo dos moles de H<sub>2</sub> son producidos por mol de CO. La ecuación (4), con CO<sub>2</sub>, resulta en una relación de H<sub>2</sub>/CO de 1. Esto significa que el Syngas producido en el SMR tiene una mayor relación H<sub>2</sub>/CO que en el caso de un ATR, mientras que el reformador de CO<sub>2</sub> produce una relación aun más baja que un ATR. Una relación de 3-4 y 2-3 son típicos para los reformadores SMR y ATR respectivamente (Moulijn et al., 2003), Una relación de 1-2 se espera para un reformador de CO<sub>2</sub>. La tabla 42 resume las principales diferencias entre los reformadores ATR, SMR y CO<sub>2</sub>.

**Tabla 42.** Características de los reformadores SMR, ATR y CO<sub>2</sub>

	<b>SMR</b>	<b>ATR</b>	<b>Reformador de CO<sub>2</sub></b>
<b>Energía</b>	Calentamiento externo del reactor	Reacción exotérmica con O <sub>2</sub>	Reacción exotérmica con O <sub>2</sub>
<b>Temperatura [°C]</b>	< 1000 °C	< 1200°C	> 1000°C
<b>Presión [bar]</b>	5-30	2-200	20
<b>H<sub>2</sub>/CO</b>	3-4	2-3	1-2

#### 5.1.2.2. Producción de Metanol

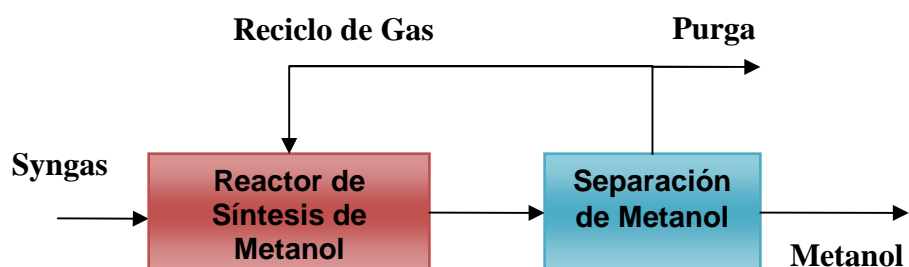
El metanol (CH<sub>3</sub>OH) o alcohol metílico se producía antiguamente sólo por destilación de la madera, vía prácticamente abandonada en la actualidad. Luego se pasó al carbón, que tuvo su auge hacia 1920, sobre todo en Alemania. Hoy todavía funcionan plantas de metanol a partir de carbón tanto en Estados Unidos (Eastman Chemical), Sudáfrica, China y Taiwán. En todos estos casos el gas de síntesis, es obtenido por el proceso de gasificación del carbón. La tendencia creciente es la utilización de gas natural en la elaboración de gas de síntesis.

Se produce metanol a partir del gas de síntesis, a través de un proceso convencional. Las principales reacciones están dadas por las ecuaciones (5) y (6), ambas son exotérmicas. A fin de obtener la máxima actividad del catalizador, 5 % mol de la alimentación debería ser CO<sub>2</sub> (Moulijn et al., 2003). La relación molar H<sub>2</sub>:CO debe ser menor a 4 y cercana a 2. Por ello se suele introducir CO<sub>2</sub> para favorecer la segunda reacción.



La conversión en el reactor de metanol es bajo, de ahí que es necesario un alto flujo de reciclo. Parte del reciclo es sacado como purga a fin de evitar el aumento de inertes en el sistema. Este gas que sale como purga es usado como fuente de energía para la generación de vapor. El esquema se detalla en el gráfico 44.

**Gráfico 44.** Esquema básico del proceso de producción de metanol.



Los procesos de baja presión producen importantes economías tanto por su menor inversión en capital, mejora en los costos operativos y uso de compresores centrífugos, más confiables y eficientes. Otra ventaja es que se pueden usar mezclas ricas en hidrógeno, sin tener necesidad de agregar CO<sub>2</sub> para mejorar la relación estequiométrica.

**Tabla 43.** Tecnologías para la producción de metanol

Licenciante de Tecnología	Nombre del Proceso	Tamaño de planta (TM/D)	Materia Prima
<b>Haldor Topsoe A/S</b>	Steam-methane reforming	3,000 – 10,000	Gas Natural Seco o Asociado
<b>Lurgi AG</b>	MegaMethanol	< 10,000	Gas Natural Seco o Asociado
<b>One Synergy</b>	Synetix LPM	5,000 – 7,000	Gas Natural Seco o Asociado
<b>Toyo Engineering Corp.</b>		5,000 – 6,000	Natural Gas - Nafta
<b>Uhde GmbH</b>	LPM	1,250	GN, GLP, Nafta

Fuente: Hydrocarbon Processing's Petrochemical Processes 2005

Debido a que se requiere una planta que produzca grandes cantidades de metanol partir del gas natural (Véase Tabla 29), según la tabla 43, se elige la tecnología MegaMethanol, la que a continuación se describe:

### **5.1.2.3. Síntesis de Metanol a partir del Gas Natural - Tecnología MegaMethanol**

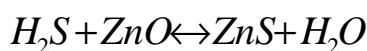
La sección de producción de gas de síntesis de una planta convencional de metanol representa más del 50% del costo de capital total. De modo que, optimizando esta sección tenemos una importante mejora de costo y beneficio. El reformado convencional del metano con vapor es económicamente aplicado en plantas pequeñas y medianas, con una capacidad máxima de tren-simple de cerca de 3,000 TM/D.

La reformación de gas natural con soplado de oxígeno, en combinación con reformación de vapor o reformado autotérmico, es hoy en día considerado la mejor tecnología llevada a cabo para la producción de gas de síntesis en plantas grandes de 5,000 a 10,000 TM/D. La razón para esta valoración es que el gas de síntesis generado a través de la tecnología de soplado de oxígeno llegar a estar disponible en composición estequiométrica y bajo presiones muy altas.

#### **5.1.2.3.1. Desulfurización**

La actividad del catalizador es seriamente afectada, incluso por trazas de venenos del catalizador en la alimentación del gas. Entre estos, los compuestos de sulfuro en particular disminuyen considerablemente la actividad del catalizador.

A fin de proteger el catalizador de reformado y síntesis de los venenos azufrados, la alimentación debe ser desulfurizada. La operación de desulfurización opera a aproximadamente de 350 a 380 °C en el reactor de desulfurización. La alimentación es enviada a través de lechos de óxido de zinc, donde el sulfuro de hidrógeno es adsorbido de acuerdo a la siguiente ecuación:



Si la alimentación contiene compuestos de sulfuros orgánicos tales como mercaptanos o tiofenos, la hidrogenación es requerida para la desulfurización. Esto se cumple a menudo en un reactor de separación, donde la alimentación, después de adicionársele una pequeña cantidad de gas de purga, rico en hidrógeno, es hidrogenado sobre catalizadores de cobalto-molibdeno.

#### **5.1.2.3.2. Saturación**

Después de la desulfurización, el gas natural alimentado es enfriado y entonces entra al tope del Saturador para la saturación con agua, se requiere suministrar una mayor

cantidad de agua para las reacciones de reformación. Después de la reposición con condensados y agua del proceso de destilación, agua caliente de recirculación es alimentada al tope del saturador. El agua de circulación es retirada del fondo del saturador por una bomba y entonces es calentada por un calentador en el tren de enfriamiento de agua reformada antes de ser realimentada al saturador.

#### **5.1.2.3.3. Reformado Autotérmico**

El proceso ha sido descrito en el apartado [6.1.2.1.2](#), por lo que a continuación se indicara los aspectos más relevantes según la tecnología MegaMethanol. El reformado autotérmico puede aplicarse de forma independiente para la producción de gas de síntesis en las plantas de MegaMethanol donde sea que el gas natural seco esté disponible como alimentación para el proceso. La carga de alimentación desulfurizada es reformada con vapor de agua para producir gas de síntesis a aproximadamente 40 bares de presión usando oxígeno como agente reformador. El proceso ofrece gran flexibilidad de operación sobre un amplio rango para reunir los requerimientos específicos. Las temperaturas de salida del reformado están típicamente en el rango de 950 a 1050 °C. El gas de síntesis es comprimido a las presiones requeridas para la síntesis del metanol en un compresor de cubierta-simple.

#### **5.1.2.3.4. Reformación combinada**

El concepto Lurgi MegaMethanol® combina el reformado autotérmico y el reformado al vapor como la manera más económica de generar gas de síntesis para plantas de metanol. Después de la desulfurización, la corriente de salida es descompuesta en un reformador de vapor a alta presión (35-40 bar) y relativamente a baja temperatura (700-800 °C).

El gas reformado se mezcla con el resto del gas de alimentación y es reformado a alta presión en el Reactor Autotérmico (ATR), para así obtener gas de síntesis. Este concepto ha pasado a ser conocido como el proceso Lurgi de reformación combinada. La principal ventaja del proceso de reformación combinada además de las alternativas similares de proceso, es el bypass de alimentación al ATR.

#### **5.1.2.3.5. Recuperación de calor perdido**

La recuperación de calor perdido consta de dos secciones de recuperación: la Sección de refrigeración de gases de combustión y la Sección de refrigeración del gas reformado.

#### **5.1.2.3.5.1 Sección de refrigeración de gases de combustión**

Cuando el Reformado Combinado es usado para la producción de gas de síntesis, los gases que salen de los tubos del SMR son enviados a través de un ducto a la sección de recuperación de calor.

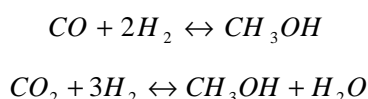
A fin de aprovechar el calor sensible de los gases de combustión, se arreglan en serie los bancos de tubos del Intercambiador de Calor. La alimentación pre calentada que sirve para calentar el gas natural, es colocada a la salida del reformador. Consecuentemente, se consigue vapor sobrecalentado de media y alta presión.

#### **5.1.2.3.5.2 Sección de refrigeración del gas reformado**

El gas reformado que sale del fondo del ATR que esta aproximadamente de 950 a 1050 °C representa una fuente considerable de calor con un buen potencial de recuperación de energía. Directamente a la salida del ATR, el gas entra a un rehervidor de calor perdido para generar vapor saturado de alta presión. El rehervidor de calor perdido tiene arreglo horizontal y está conectado a un drum de vapor de alta presión por risers y tubos verticales (downcomers) usando un sistema natural de recirculación. El gas reformado que deja el rehervidor de calor perdido es enfriado en el precalentador de gas natural mientras simultáneamente se precaliente el gas natural. El gas reformado entonces deja el precalentador de gas natural y es enviado a un calentador de agua de recirculación, donde el agua de recirculación es precalentada para el Saturador. Hay un enfriamiento adicional en la sección de destilación donde el calor del gas reformado es utilizado como energía para el reboiler. El enfriamiento final a la temperatura de succión del compresor del Syngas se obtiene en el último enfriador. Durante el proceso de enfriamiento, la temperatura del gas baja al punto de rocío. Entonces se obtiene la separación de los condensados del proceso y el gas reformado saturado es llevado a la unidad de síntesis de metanol.

#### **5.1.2.3.6. Síntesis de Metanol**

En el proceso Lurgi el metanol es sintetizado a partir de hidrogeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono en presencia de una catalizador de cobre altamente selectivo. Las reacciones de síntesis principales son las siguientes:



Estas reacciones son altamente exotérmicas, y el calor de reacción debe ser removido inmediatamente de esta fuente. Esto se cumple eficazmente en los reactores de Lurgi descritos más adelante. El esquema general de este proceso se muestra en el gráfico 45.

La eficiencia de conversión en la unidad de síntesis de metanol es esencial por el bajo costo de producción. Adicionalmente, el uso óptimo del calor de reacción ofrece ventajas de costo y ahorros de energía para la planta en conjunto.

Actualmente, dos tipos de reactores de lecho catalítico fijo son usados en la industria: reactores de suspensión con vapor (steam-raising reactor) y reactores de enfriamiento por gas (gas-cooled reactor). Desde el inicio de la tecnología de baja presión, Lurgi ha estado equipando sus plantas de metanol con un reactor tubular en el cual el calor de reacción es transferido al agua de ebullición.

El Reactor de Metanol con Refrigeración de Agua de Lurgi (Water-cooled Reactor - WCR) es básicamente un intercambiador de calor vertical de carcasa y tubos. El catalizador está acomodado en los tubos sobre un lecho de material inerte. La mezcla agua-vapor generado por el calor de reacción es sustraído por unos conductos a la altura de los tubos superiores. El control de la presión de vapor permite un control exacto de la temperatura de reacción. El reactor casi isotérmico consigue altos rendimientos con bajos reciclos y minimiza la producción de sub-productos.

Un significativo mejoramiento en la tecnología de síntesis ha sido conseguido combinando el WCR con un Reactor con Enfriamiento de Gas (Gas-cooled Reactor - GCR). La excelente transferencia de calor en el WCR permite a este reactor operar con alta concentración de componentes de reacción en el gas de entrada. Este gas altamente concentrado resulta de una drástica reducción del reciclo. Bajo estas condiciones, se consigue un alto rendimiento de metanol en el WCR. El gas de escape conteniendo metanol de la WCR es alimentado al GCR.

En el GCR la reacción se da bajo continuas reducciones de temperatura a lo largo de la ruta de reacción óptima. El perfil de temperatura óptimo se consigue por precalentamiento en contracorriente del gas de entrada al WCR.





reducidas a lo largo de la mejor ruta de reacción. El calor de reacción es usado para precalentar el gas de entrada al reactor dentro de los tubos.

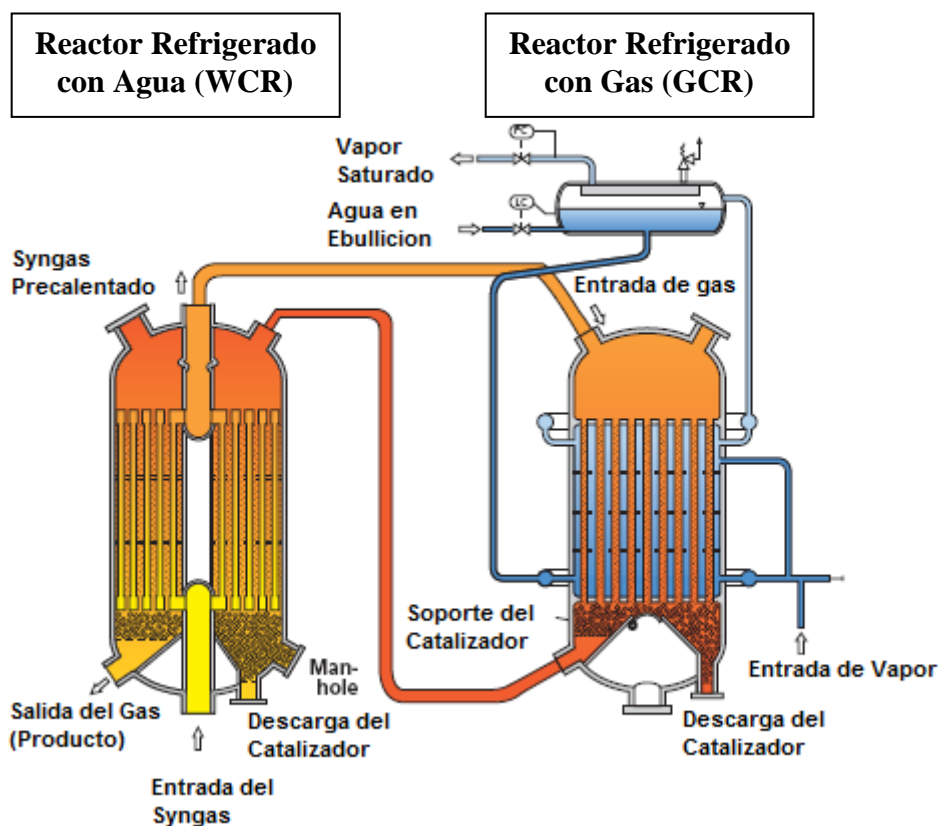


Gráfico 46. Síntesis de Metanol en reactores combinados.

A parte del metanol y el vapor de agua, la salida del gas del reactor contiene  $H_2$  sin reaccionar,  $CO$  y  $CO_2$ , inertes tales como  $CH_4$ , y  $N_2$ , y algunas partes por millón de sub-productos de reacción. Este gas necesita ser enfriado desde la temperatura de salida del reactor a  $40^\circ C$  para condensar y separar  $CH_3OH$  y  $H_2O$  de los gases. El gas caliente es llevado a un precalentador de gas de mediana presión y de agua de alimentación de calderas. La corriente de gas es adicionalmente usada para precalentar el gas de reciclo y el gas de síntesis para el reactor en el calentador neto.

Las ventajas más importantes de la Síntesis de Metanol en Reactores Combinados:

Alta eficiencia en la conversión de gas de síntesis: A la misma eficiencia de conversión, el reciclo es la mitad del que necesitaría un reactor de una sola etapa, como es el caso del reactor WTR.

Alta eficiencia energética: Cerca de 0.8 toneladas de vapor de 50 – 60 bares por tonelada de metanol pueden ser generadas en el reactor. Adicionalmente, una sustancial parte de calor sensible puede recuperarse a la salida del reactor GTR.

Bajos Costos de Inversión: La reducción del volumen de catalizador en el reactor WCR, la omisión de largos precalentamientos del gas de alimentación, resultando ahorros de otros equipos debido al bajo reciclo, que se traduce en un ahorro del 40% de costos específicos.

Alta capacidad en un tren-simple: El diseño de 2 plantas ha confirmado que pueden ser construidas plantas de tren-simple con capacidades igual 5,000 TM/D o más.

#### **5.1.2.3.7. Destilación del metanol**

El metanol crudo producido en la unidad de síntesis de metanol contiene agua, gases disueltos y una cantidad de indeseables, pero inevitables sub-productos que tienen puntos de ebullición más altos o más bajos que el metanol. El objetivo de la unidad de destilación es remover esas impurezas a fin de conseguir la especificación de pureza del metanol.

Esto se consigue cumpliendo los siguientes pasos del proceso:

- Desgasificación
- Remoción de sub-productos de bajo punto de ebullición
- Remoción de sub-productos de alto punto de ebullición

Finalmente el tren de destilación del metanol permite obtener un producto con una pureza de 99 % y se ahorra cerca del 40 por ciento del vapor de calentamiento y, cerca del 40 por ciento de la capacidad de enfriamiento.

#### 5.1.2.4. Methanol to Olefins – MTO

Vimos que la demanda mundial de etileno y propileno ha crecido constantemente, y aceleradamente en algunas regiones, fundamentalmente para la producción de poliolefinas; razón por la cual hay una necesidad urgente de crear nuevas tecnologías para mejorar los rendimientos en la producción de estas olefinas ligeras. En este sentido, el crecimiento de la demanda de petróleo y en general de la energía tendrá un impacto significativo en la disponibilidad y el precio de las materias primas tradicionales para la producción de olefinas ligeras. Esto conduce a aumentar en la exploración de los usos del gas natural y del carbón como materias primas para la producción de petroquímicos. Mientras que la conversión directa no es factible, la tecnología para la producción de metanol a partir del Syngas está disponible, como se vio en las secciones anteriores. La combinación de una planta de escala mundial que use tecnología de punta para la producción de metanol con una de planta de Metanol a Olefinas (MTO) desarrollada por las compañías UOP/HYDRO provee una ruta económicamente atractiva para la producción de olefinas ligeras a partir del gas natural o del carbón.

La tecnología MTO ha sido extensamente demostrada en una planta de demostración en Noruega (Gráfica 54). El proceso convierte metanol a etileno y propileno con una selectividad de 75 a 80%. La primera planta de MTO de escala mundial a ser instalada se encuentra en Lakki, Nigeria, y se espera que este operativo para el año 2012.

Las reacciones de conversión de metanol a hidrocarburos fueron descubiertas a principios de 1970 usando el catalizador ZSM-5, *Zeolite Sieve of Molecular porosity-5*, una zeolita con tamiz de porosidad molecular (de estructura tipo MFI – Modernite Framework Inverted)<sup>27</sup>. En la década de los 80s, científicos de la Union Carbide descubrieron el catalizador SAPO-34, un silicoaluminofosfato basado en un tamiz molecular, que es un excelente catalizador para la conversión de metanol a etileno y propileno<sup>28</sup>. La estructura del catalizador SAPO-34 y la distribución de ciertas moléculas orgánicas pequeñas, son la llave del proceso MTO. El proceso MTO de tecnología UOP/Hydro se describirá más adelante. En el ANEXO 7 se describen otras tecnologías MTO.

---

<sup>27</sup> C.D. Chang, W.H. Lang, A.J. Silvestri, U.S. Patent 4,062,905(1977).  
C.D. Chang, Catal. Rev.-Sci. Eng. 26 (1984) 323.

<sup>28</sup> S.W. Kaiser, U.S. Patent 4,499,327 (1985).  
S.W. Kaiser, Arabian J. Sci. Eng. 10 (1985) 361.  
J.M.O. Lewis, in: J.W. Ward (Ed.), Catalysis, Elsevier, Amsterdam, 1998, p. 199.

El desarrollo reciente de la tecnología MTO se resume en la **tabla 44**.

**Tabla 44.** Desarrollo histórico del proceso MTO.

<b>Año</b>	<b>Compañía</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Capacidad/Estado</b>	<b>Ubicación</b>
1970s – 1980s	Mobil, ICI, BP, Union Carbide, BASF	Varios Catalizadores para la conversión de metanol a olefinas	Solo I&D, No a escala comercial (rendimientos de olefinas muy bajas)	Varios
1980 – Actualmente	ARCO, Akzo, BP, DSM, UOP LLC, ExxonMobil, etc	Acople oxidativo del metano a olefinas vía etano	I&D desde 1980, aproximadamente 20 patentes fueron archivados desde 1986.	Varios
1990s – Actualmente	S.C. ZECASIN	ZECASIN (metanol a olefinas)	En operación pero sin información disponible	Rumania
1990s – Actualmente	ExxonMobil y UOP LLC	Metanol a olefinas y gasolina	I&D extensivo	Varios
2000 – Actualmente	UOP LLC/Norsk Hidro y DICP	Metanol-a-olefinas	Plantas piloto: 300 TMA de olefinas de UOP/Norsk; 7000-8000 TMA de DICP	Noruega y China
2002 – Actualmente	Lurgi y Statoil	Metanol-a-propileno	Capacidad de la planta piloto sin revelar, disponible para comercialización	Noruega
2003 - Actualmente	UOP LLC y Eurochem	Metanol-a-olefinas (mas producción de poliolefinas)	800,000 – 1,000,000 TMA de olefinas	Nigeria
2003 – Actualmente	UOP LLC y EATCO Suez	Metanol-a-olefinas (mas producción de poliolefinas)	400,000 – 550,000 TMA de olefinas	Egipto
2005 - Actualmente	ExxonMobil	MTO	Planta piloto	USA
Actualmente	UOP y TOTAL	MTO/OCP	Planta Piloto	Bélgica
Actualmente	JGC Corp.	Dimetileter + metanol a olefinas - DTO	Planta piloto	Japón

Fuentes: 1. Methanol-to-olefins complex planned for Nigeria. Chem Week 2002 (October 2).

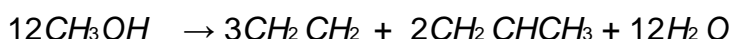
2. EATCO-Suez Petrochemicals Complex Gas to Polyolefin Project Final Report (Executive Summary).

3. Egyptian firm to build MTO complex. Chemical week. [www.chemweek.com](http://www.chemweek.com) April 9, 2003.

4. Tao Ren, Martin K. Patel, Kornelis Blok, Steam cracking and methane to olefins: Energy use, CO<sub>2</sub> emissions and production costs, [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)

#### 5.1.2.4.1. Descripción del Proceso Metanol a Olefinas - MTO (UOP/Hydro)

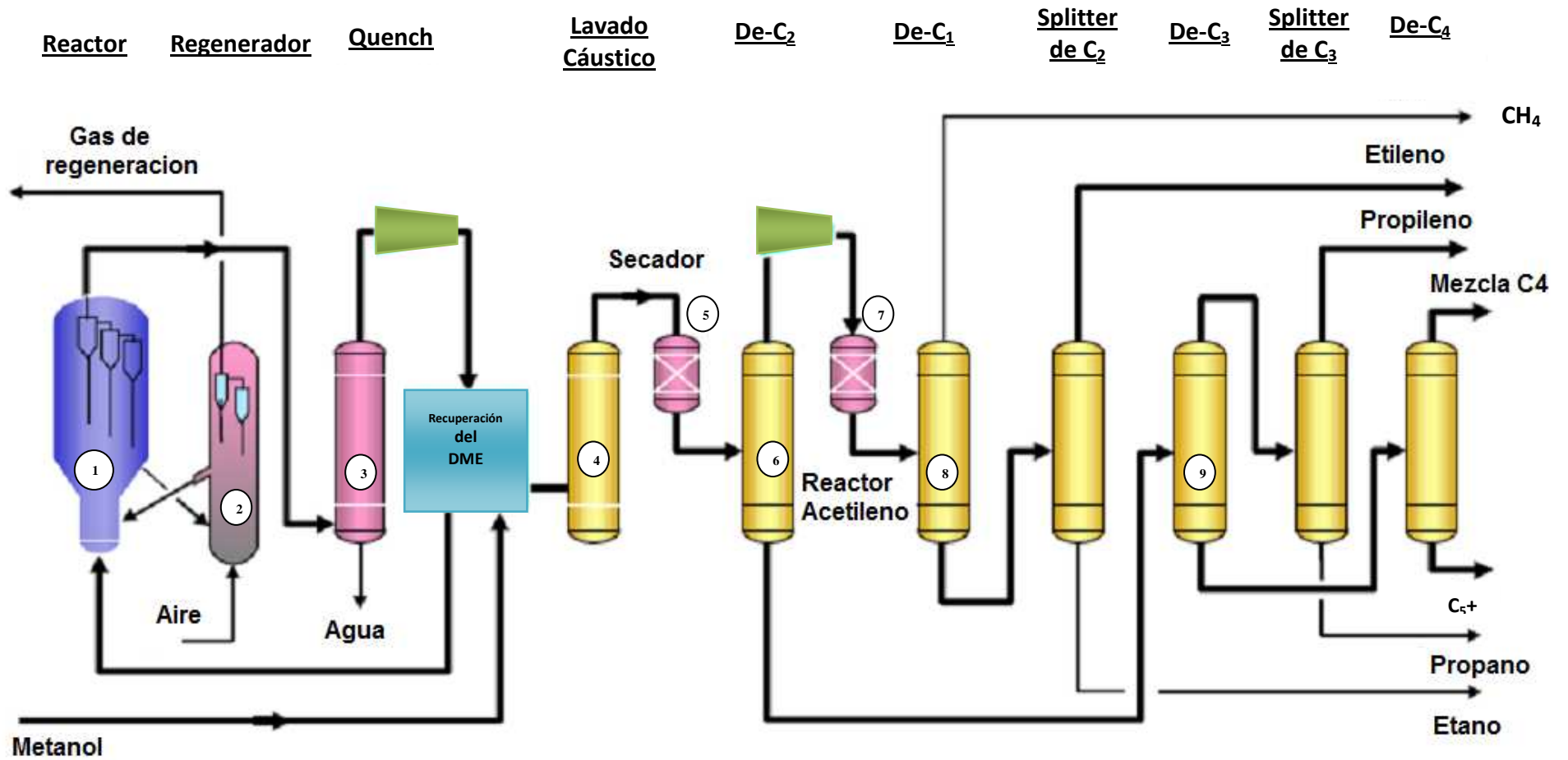
Este proceso consiste en una sección de Reacción y Regeneración, y una sección de recuperación de productos, el esquema general del proceso se muestra en el gráfico 47. Uno o más reactores de lecho fluidizado (1) operan a altas temperaturas y con un flujo continuo de catalizador al y desde el Regenerador del Catalizador (2). El catalizador regenerable MTO-100® está basado sobre un tamiz molecular no-zeolítico. La carga de metanol crudo o sin destilar que puede contener hasta un 20% de peso en agua se alimenta al reactor de baja presión a presiones de 1 a 3 bares. La temperatura es una variable importante de control en el reactor, incrementando la temperatura se incrementa el rendimiento de etileno, pero temperaturas en exceso conducirán a disminuir el rendimiento de olefinas ligeras e incrementar la formación de coque. En este sentido el reactor opera en fase vapor a temperaturas entre 350 y 550°C (1), el cual ofrece una alta conversión (99%+) de metanol con una alta selectividad a etileno y propileno. Donde la principal reacción está dada por la siguiente ecuación (Kvisle et al., 2002).



La reacción es exotérmica y el calor de reacción es controlado por generación de vapor. Durante el proceso de reacción se acumula carbón o coque en el catalizador que inhibe su actividad. El catalizador es entonces enviado al Sistema de Regeneración (2), donde el coque es removido por combustión con aire, y se genera vapor para remover el calor resultante de la combustión.

El diseño de la Sección de Recuperación depende de los productos que se obtienen, que contendrá además la recuperación del agua del producto y del sistema de reciclo. Es decir que después de la recuperación del calor, el efluente del reactor es enfriado y parte del agua se condensa. (3), Después de la compresión, el dimetiléter que no reacciona se recupera en una unidad de Recuperación, después el efluente pasa a través de un scrubber para un lavado con soda caustica, esto con el fin de remover el CO<sub>2</sub>, y que en conjunto forma el sistema de remoción de CO<sub>2</sub> (4), la corriente sigue su curso hacia un secador (5) para remover el agua remanente, un desetanizador (6), una unidad de saturación de acetilenos (7), un demetanizador (8), y un depropanizador (9). El proceso puede producir etileno y propileno grado polímero en los fraccionadores de la sección de recuperación, pueden incorporarse columnas adicionales para hacer aun más selectiva la separación, pero esto es opcional.

Gráfico 47. PFD del proceso MTO



#### 5.1.2.4.2. Catalizador

La reacción es catalizada por el catalizador MTO-100 que está basado en el tamiz molecular Silicoaluminofosfato SAPO-34, que presenta una estructura chabazita y un único tamaño de poro de 3.8 Å. El tamaño del poro controla el tamaño de las olefinas emergentes que salen de los poros del catalizador.

Las olefinas más grandes y pesadas se difunden en menor proporción que las ligeras, que predominan en el producto. Pero si la reacción fuera llevado a cabo sobre una Zeolita MFI como es el caso del catalizador ZSM-5, que tiene un mayor tamaño de poro de 5.1 a 5.6 Å, permitiría que se produzcan moléculas más grandes, sobre todo aromáticos, como se ilustra en el Gráfico 48.

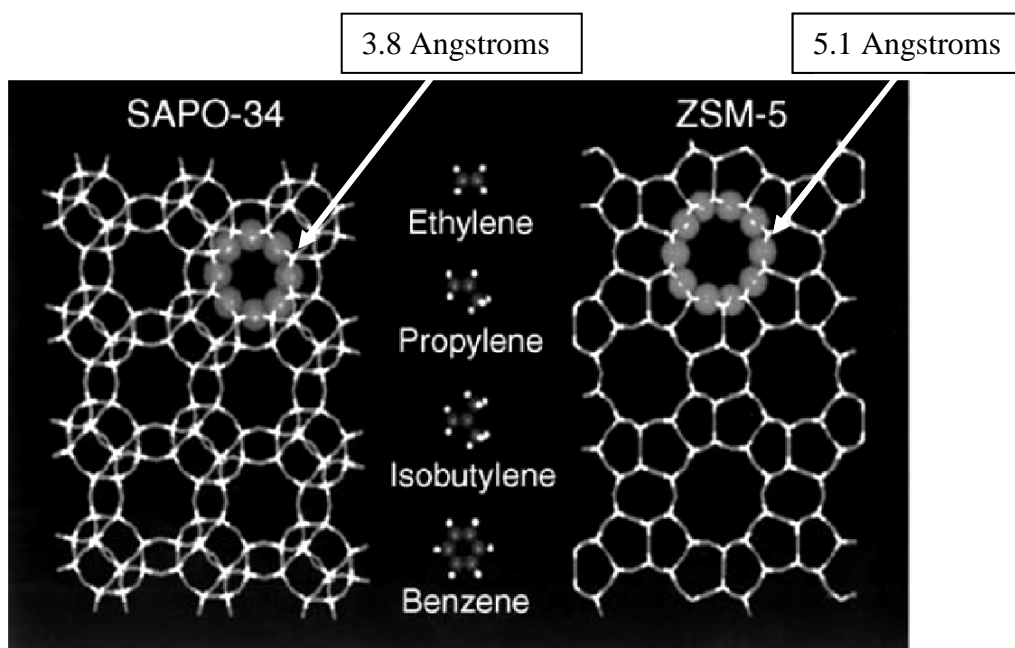
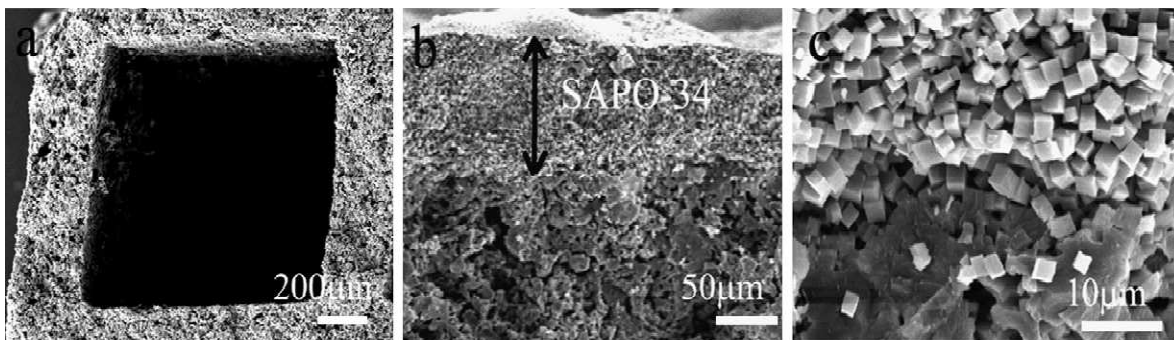


Gráfico 48. Esquema comparativo entre los tamices moleculares del Catalizador SAPO-34 (CHA) y el catalizador ZSM-5 (MFI).

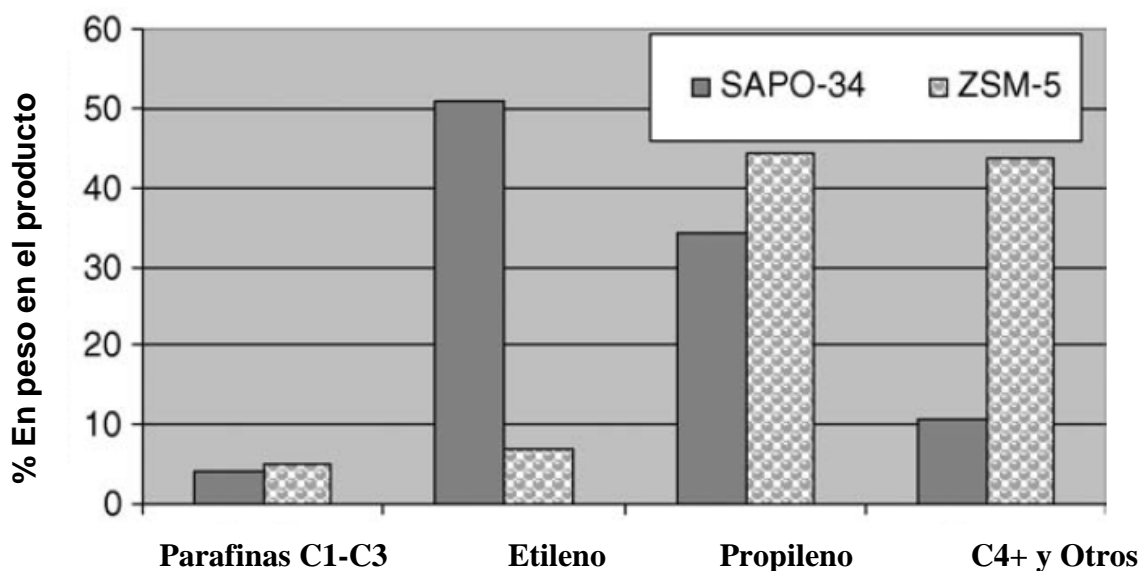
Otro rasgo clave del tamiz molecular SAPO-34 es su acidez optimizada con relación a los aluminosilicatos basados en materiales zeolíticos. La función acida optimizada del SAPO-34 induce una menor producción de subproductos parafínicos, debido a la reacción de transferencia de hidrogeno. El proceso MTO de la UOP/Hydro puede producir **olefinas ligeras con una pureza de hasta 97%** sin requerir de la ayuda de

los Splitters o Separadores. De manera que fácilmente se obtiene olefinas de grado polímero si se incluye separadores.

Este catalizador puede ser soportado sobre panales de cordierita ( $2\text{MgO}\cdot 2\text{Al}_2\text{O}_3\cdot 5\text{SiO}_2$ ), que son ampliamente usados como soportes catalíticos debido a su estructura de poro bien definida, buena fuerza mecánica, pequeño factor de expansión térmica y baja caída de presión.



**Gráfico 49.** Imágenes por microscopia con barrido electrónico (SEM) de a) Sección transversal de una cordierita, b) Compuesto SAPO-34/Cordierita preparado con una solución de síntesis de  $\text{SiO}_2$  y  $\text{Al}_2\text{O}_3$  (proporción  $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3 = 0.4$ , y c) Imagen ampliada de b.



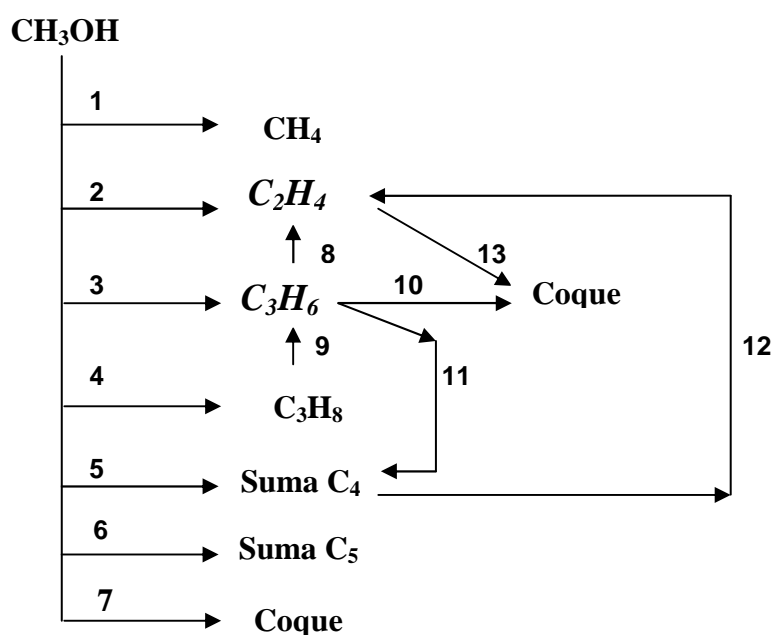
**Gráfico 50.** Esquema comparativo entre los rendimientos del Catalizador SAPO-34 (CHA) y el catalizador ZSM-5 (MFI), configurado para una máxima producción de etileno.



### 5.1.2.4.3. Mecanismo y Cinética de Reacción

Bos et al<sup>29</sup> ha desarrollado un modelo cinético para el proceso MTO, basado sobre el catalizador SAPO-34. El modelo está basado sobre experimentos dedicados en flujos de pulso, en un reactor de lecho fijo. Este modelo cinético ha sido implementado en modelos matemáticos de varios reactores para la estimación de la selectividad de los productos y principalmente y dimensiones principales. Los experimentos han demostrado que las reacciones sobre el catalizador fresco son muy rápidas, con una constante cinética total de primer orden de aproximadamente  $250 \text{ m}^3\text{gas m}^{-3}\text{cats}^{-1}$ . El contenido de coque depositado en el catalizador es el principal factor que gobierna la selectividad y la actividad del catalizador. A fin de conseguir un ratio de etileno/propileno igual a 1 o mayor, al menos un 7 u 8% de coque debe estar presente sobre el catalizador.

La red cinética final de 10 reacciones de primer orden y 2 de segundo orden describen satisfactoriamente los resultados experimentales. El esquema final para el modelamiento fue el siguiente:



<sup>29</sup> A.N.R. Bos, P.J.J. Tromp, H.N. Akse, Ind. Engng Chem. Res. 34 (1995) 3808. Elsevier Science B.V.

Las ecuaciones 8 y 12 son de Segundo orden. Además del modelo anterior, unos cuantos mucho más detallados fueron desarrollados. Mihail et al <sup>30</sup>, incluye 53 reacciones que se agrupan dentro de 12 subgrupos. Donde los 12 pasos más importantes son:

1. La reacción de esterificación ocurre simultáneamente con la descomposición térmica del metanol en hidrogeno y CO. El éter genera el carbeno.
2. El carbeno ataca al éter y el alcohol, formando olefinas ligeras.
3. El carbeno ataca las olefinas, formando olefinas pesadas.
4. El carbeno ataca al hidrogeno, formando metano.
5. Las olefinas ligeras generan iones carbenio.
6. Los iones carbenio atacan las olefinas ligeras formando olefinas pesadas (oligomerizacion).
7. Los iones carbenio atacan las olefinas pesadas formando parafinas y dienos.
8. Los iones carbenio atacan los dienos formando parafinas y ciclodienos.
9. Los iones carbenio atacan los ciclodienos formando parafinas y aromaticos.
10. Los aromáticos se someten a condensación.
11. Los aromáticos se alquilan con metanol.
12. Las parafinas se demetanizan formando olefinas y metano.

Los autores de estos mecanismos de reacción encontraron un acuerdo satisfactorio entre los resultados experimentales y calculados.

#### **5.1.2.4.4. Rendimientos**

El proceso puede proveer un amplio rango de ratio propileno a etileno en el producto. Las proporciones aproximadas de los productos con relación a las olefinas ligeras (C2+C3) se muestran en la tabla 45 y la grafica 51 para las operaciones en modos de alto rendimiento de etileno o alto rendimiento en propileno.

Por simple cambio en las condiciones de severidad del reactor, el proceso UOP/Hydro puede ajustarse al modo requerido según la demanda del mercado. La conversión de metanol es alta y puede llegar a ser hasta de un 99.8 %. Estos resultados han sido obtenidos en la planta de demostración de 1 TM por dia que tiene UOP/hydro en Porsgrunn, Noruega.

---

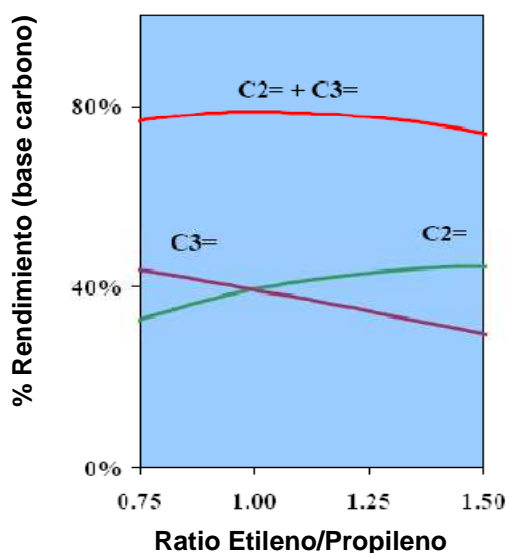
<sup>30</sup> R. Mihail, S. Straja, G. Maria, G. Musca, G. Pop, Chem. Engng Sci. 38 (1983) 1581. Citado por Frerich J. Keil, Methanol-to-hydrocarbons: process technology, 15 July 1998

**Tabla 45.** Tabla de Rendimiento y ratios de operación.

Productos	Modo alto rendimiento en etileno	Modo alto rendimiento en propileno
Etileno	0.57	0.43
Propileno	0.43	0.57
Butilenos y más pesados	0.19	0.28
$C_3^=/C_2^=$	0.75	1.33

Fuente: UOP/Hydro

**Gráfico 51.** Rendimientos vs Ratios de operación



#### 5.1.2.4.5. Análisis del Uso de energía durante los procesos como un factor de evaluación técnica.

El uso de Energía Primaria se refiere al uso de la energía de las fuentes primarias, como el petróleo y el gas natural (el uso de electricidad es un uso final de energía). La Materia Prima se refiere al Etano para el Steam Cracking y al metanol para el MTO.

La energía esta reportado en términos de energía primaria (GJ o Giga Joule). El calor requerido en un proceso a menudo es suministrado por fuentes de energía externas, como combustibles y vapor. O bien, es suministrado por subproductos de grado combustible.

La tabla 46 nos muestra una comparación entre las tecnologías más desarrolladas del proceso MTO, el MTO de la UOP/Hydro y el MTO de Exxon Mobil.

**Tabla 46.** Procesos para la conversión Gas a Olefinas (todos los rendimientos son máximos y son dados como peso del producto dividido por el del Gas Natural)

Materia prima	Gas Natural a Metanol vía Syngas ( $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$ , rendimiento de metanol 145 % )	
Tecnologías	MTO UOP	MTO Exxon Mobil
Intermedio	Vía Metanol y DME	Vía Metanol y DME
Reacciones Deseadas	$\begin{array}{l} \text{CH}_3\text{OH} \rightarrow \text{H}_3\text{COCH}_3 + \text{H}_2\text{O} \\ \text{H}_3\text{COCH}_3 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_3\text{H}_6 + \text{H}_2\text{O} \end{array}$	
Reactores	Lecho Fluidizado	Lecho Fijo y Lecho Fluidizado
Catalizadores	Silico-aluminofosfato (SAPO-34 o MTO-100)	ZSM-35 (zeolita) y SAPO
Temperatura (°C)	350 – 525	350 - 500
Rendimiento de Etileno	26%	14%
Rendimiento de Propileno	26%	18%
Rendimiento C4-5	10%	Despreciable
Rendimiento de Gasolina	Despreciable	29%
Rendimiento de fuel Gas	2%	0.1%
Rendimiento de Agua	81%	81%
Rendimiento TOTAL de PQA	62%	45%

#### 5.1.2.4.5.1 Uso de la Energía Acumulativa de Procesos (EAP)

El indicador principal usado para el análisis de energía es la Energía Acumulativa de Procesos - EAP, que es la suma de la energía neta por TM de producto en todos los pasos del proceso desde la extracción hasta los petroquímicos. Esto es equivalente a la diferencia entre la energía total de entrada y la energía contenida de los productos finales por tonelada de producto. La energía contenida en los productos finales no es parte de la EAP. El uso de la EAP consiste en el uso de la energía neta por TM de producto en la producción de Materia Prima y de productos petroquímicos.

- ❖ El uso de energía en la producción de materia prima se refiere al uso de la energía neta para la conversión desde las fuentes primarias (incluye también la extracción, transporte y procesos previos).

- ❖ El uso de energía en la producción de petroquímicos se refiere al uso de la energía neta en la **conversión** de las materias primas en Olefinas y todos los subsecuentes procesos (compresión, recuperación y separación de productos)

#### **5.1.2.4.5.2 Productos Químicos de Alto Valor – PQAV**

Se define como Productos Químicos de Alto Valor – PQAV, a los productos olefínicos y no olefínicos de alto valor económico. Las olefinas ligeras se refiere al Etileno, Propileno, Butadieno y Butileno; y los no olefínicos son principalmente aromáticos y gasolinas. Los demás subproductos no son incluidos como PQAV.

El rendimiento de los PQAV se obtiene del rendimiento final (después de la separación, reciclo, etc). Es decir el porcentaje obtenido de la división entre el producto de salida deseado y la carga de materia prima<sup>31</sup>.

#### **5.1.2.4.5.3 Análisis de la Energía vía Metanol a Olefinas - MTO**

El uso de la EAP vía metanol, es la suma de la energía neta usada en la producción de metanol y en la conversión de metanol a olefinas. La energía usada para la producción de metano se asume en 5% de la energía contenida en el gas natural. Para la producción de metanol a partir del gas natural, se asume la tecnología Lurgi MegaMethanol, que tiene un Consumo Especifico de Energía (CEE) de 9 GJ/TM de metanol (incluyendo la energía usada para la producción de Oxígeno y excluyendo la energía contenida en el metanol, 20 GJ/TM). Si se incluye la energía usada para la producción de metano, entonces la energía usada en la producción de metanol es 10 GJ/TM en lugar de 9 GJ/TM, que es ligeramente más bajo que el dado por TOPSOE (10 GJ/TM de metanol) y Syntex (10-14 GJ/TM de metanol). La data usada para calcular el uso de la EAP se muestra en la tabla 47.

Lurgi, Sinetix y Topsoe dominan el mercado de tecnologías para la producción de metanol. El actual promedio mundial de CEE para la producción de metanol es aproximadamente de 15 GJ/TM de metanol.

En la gráfica 52 se presenta la comparación de la EAP entre las tecnologías MTO de la UOP/Hydro y MTO de la ExxonMobil.

---

<sup>31</sup> Porcentaje en base másico.

**Tabla 47.** Uso de la Energía Acumulativa de Procesos por la vía del metano (la energía contenida en la materia prima y de los PQAV son excluidos de la EAP)

Gas a Olefinas (MTO UOP/Hydro)				Gas a Olefinas (ExxonMobil)			
Pasos	Uso de energía por paso (GJ/Unidad)	Rendimiento (TM/TM Gas Natural*100%)	GJ/TM PQAV	Pasos	Uso de energía por paso (GJ/Unidad)	Rendimiento	GJ/TM PQAV (Gasolinas y BTXs)
Producción de GN y Metanol (TM Metanol) <sup>a</sup>	10	Rendimiento de metanol de 145% del GN <sup>b</sup>	23 <sup>c</sup>	Producción de GN y Metanol (TM Metanol)	10	Rendimiento de metanol de 145% del GN.	32
PQAV (TM Etileno)	13 <sup>d</sup>	62% de PQAV (26% de Etileno)	6 <sup>d</sup>	PQAV (TM Etileno)	25	45% de PQAV (14% de etileno)	8
TOTAL (GJ/TM PQAV)	No aplicable		29	TOTAL (GJ/TM PQAV)	No aplicable		40

<sup>a</sup> Aproximadamente 2 GJ/TM de Gas Natural se usa para la producción de Gas Natural. La extracción de GN, transporte y la Separación están incluidas.

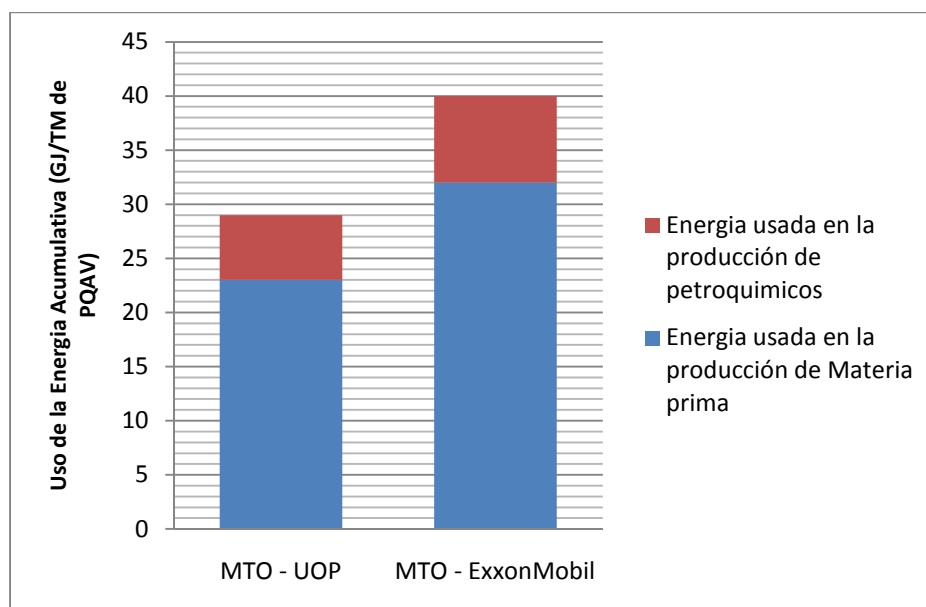
<sup>b</sup> El rendimiento de Metanol es expresado por el peso de metanol dividido por el del GN, el cual es mayor que 100% por el Oxígeno que contiene el metanol.

<sup>c</sup> Como un ejemplo, se presenta el cálculo de este paso: en primer lugar, 1 TM de GN puede ser convertido en 1.45 TM de Metanol y la energía de proceso requerida en este paso es 10 GJ/TM de metanol, en el segundo paso, el metanol es convertido en PQAV y la energía de proceso usada para este paso es de 13 GJ/TM de etileno o 5 GJ/TM de PQAV. Por lo tanto,  $1.45 \frac{TM \text{ de metanol}}{TM \text{ de GN}} \times \frac{10 GJ}{1 TM \text{ de Metanol}} \times \frac{1 TM \text{ de GN}}{0.62 TM \text{ de PQAV}} = 23.4 \frac{GJ}{TM \text{ de PQAV}}$  y

$$13 \frac{GJ}{TM \text{ de Etileno}} \times \frac{26\% \text{ de Rend. Etileno}}{62\% \text{ de Rend. de PQAV}} = 5.45 \frac{GJ}{TM \text{ de PQAV}}$$

Los cálculos para los demás casos son similares.

**Grafico 52.** Comparación del Uso de la Energía Acumulativa de Procesos-EAP entre las tecnologías MTO de la UOP/Hydro y MTO de la ExxonMobil.



El CEE para la conversión de metanol a olefinas esta en el rango de 12 a 15 GJ/TM de etileno. Para el caso del MTO de UOP, es de 12 GJ/TM de etileno. En el caso del MTO de Exxon Mobil es alrededor de 25 GJ/TM, esta gran diferencia debido a los diferentes rendimientos en productos.

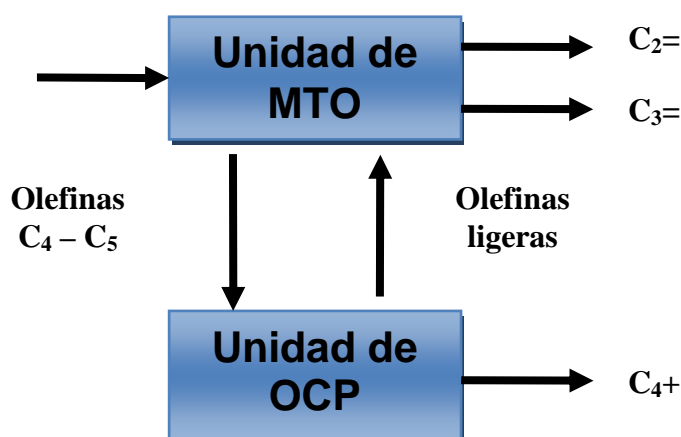
#### 5.1.2.4.6. Mejoras Adicionales

Para la ruta del Metanol, parece existir un potencial considerable para el ahorro de energía. El paso clave para la reducción del uso de energía es la conversión del metano en syngas, que es hecho actualmente a través del reformado al vapor. El Reformado al Vapor cuenta con el 50 – 70% del total de la exergía perdida en la producción de metanol (la pérdida de exergía es el resultado de la combustión del metano, aproximadamente 30 GJ/TM de metano se queman para proveer calor)<sup>32</sup>.

Hay otra tecnología para el reformado que utiliza de 7 a 8 GJ/TM, también llamado “Sonochemical”, el proceso puede convertir metano a metanol usando ultrasonido de alta intensidad. Sin embargo no hay mucha información publicada en este proceso. Además hay un gran potencial para el ahorro en energía por optimización de la integración del calor entre la producción de metanol y el proceso Metanol a Olefinas (MTO).

El proceso MTO puede ser mejorado por integración de una Unidad de Craqueo de Olefinas OCP (Olefin Cracking Process), desarrollado por ATOFINA/UOP, el proceso integrado es actualmente desarrollado por TOTAL y UOP (Gráfica 53), que cuenta con una planta de demostración que produce poliolefinas, en Feluy, Bélgica. En la unidad OCP, las olefinas C4 y C5+ son craqueadas a olefinas ligeras (C2 y C3), reduciendo así la cantidad de subproductos e incrementando la selectividad del carbono hacia etileno y propileno en un 90 %. La energía usada durante el proceso de mejora de C4-5 a olefinas, se estima en aproximadamente 0.5 GJ/TM.

Gráfico 53. Unidad de OCP integrado a una unidad de MTO.



<sup>32</sup> Chemical Market Associates Inc. (CMAI). Europe/Middle East reports on olefins & derivatives. Chemical Market Associates Inc., 2006.

Después de esta etapa una vez obtenidas las olefinas corresponde el estudio de los procesos de polimerización, que se explicaran más adelante.

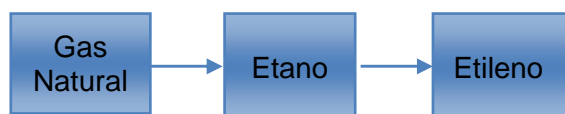


**Gráfico 54.** Planta de Demostración del Proceso UOP/Hydro en Porsgrunn, Noruega.

## 5.2. Vía Etano

La grafica 55 nos muestra la ruta que se debe seguir para la obtención del etileno, primeramente se debe obtener etano del gas natural de camisea.

**Grafico 55.** Ruta del etano





### **5.2.1. Planta de Separación de Etano**

Como se indico anteriormente, el gas natural seco proveniente de Camisea, debe ingresar a una planta de separación de etano, para este efecto se debe contar con una planta que genere frio, mediante turboexpansiones, para finalmente ingresar a una columna demetanizadora, y así separarse el metano y más ligeros por el tope, y etano por el fondo.

De la bibliografía se ha revisado los procesos, así como los licenciantes que proveen la tecnología, y se ha seleccionado el proceso CRYOMAX – MRE (Multiple Reflux Ethane Recovery), proveído por Technip, por que permite la recuperación del 95% de etano contenido en el gas natural. Este proceso se describe en la siguiente sección.

#### **5.2.1.1. Proceso de Recuperación de Etano con Multireflujos, CRYOMAX-MRE (Technip)**

Esta tecnología es provista por Technip, es un proceso criogénico de enfriamiento por turboexpansiones, además mediante reflujos e intercambiadores de calor, se logran las frigorías requeridas para licuar el etano.

El gas licuado se fracciona para recuperar el C<sub>2</sub>+. Mediante este proceso se recuperara más del 95% de etano del gas natural seco proveniente de Camisea. El esquema general de este proceso se muestra en el gráfico 56.

El gas seco a 25°C y 70 bars es enfriado a -40°C e n E1 y entra a V1 donde el liquido y el gas son separados. El gas de alta presión frio se divide en dos corrientes: la mayor parte (85%) es enviada al expansor y a la demetanizadora C1 que opera a 30 bares, la otra parte (15 %) es licuefactado y enviado como un segundo reflujo C1. La presión del líquido es reducida a 50 bares, y los líquidos son parcialmente vaporizados en E1. Los líquidos y vapores son separados en V2. El vapor es licuefactado en E2, usado como un tercer reflujo y el líquido es enviado a C1. La corriente de tope del Demetanizador es recalentada y comprimida para venta en tuberías (acorde a especificaciones). Una parte de la corriente (10 %) es recirculada, enfriada, licuefactada y posteriormente enviada como primer reflujo. Aproximadamente el 99% de etano puede recuperarse si es que el contenido de CO<sub>2</sub> en el gas es bajo. Los fondos de la Demetanizadora contiene el etano requerido.



que para nuestro caso seleccionamos el Proceso de Steam Cracking de Tecnología CB&I Lummus.

**Tabla 48.** Licenciantes de Tecnologías para el proceso Steam Cracking

Licenciante de Tecnología	Plantas instaladas	Tamaño de planta TMA	Consumo de energía (Kcal/Kg)
CB&I Lummus	40 % de las plantas instaladas en el mundo	1,500,000	3,300
Kellogg Brown & Root	140	1,300,000	
Linde AG	40	1,100,000	
Stone & Webster Inc	120	>1,000,00	3,000
Technip	450		

Fuente: Hydrocarbon Processing

### 5.2.3. Características Generales del Proceso de Steam Cracking

La principal vía de producción de olefinas actualmente es el craqueo térmico de hidrocarburos con vapor (*Steam Cracking*).

Este proceso de craqueo particular no es catalítico y se realiza en presencia de un exceso de vapor de agua a elevadas temperaturas, relativamente baja presión parcial del hidrocarburo y cortos tiempos de residencia. Las materias primas para el craqueo térmico con vapor son muy variadas y van desde el etano, pasando por los componentes del GLP (propano, butano) así como nafta y gas oil.

Este proceso consta de zonas bien diferenciadas, la Zona Caliente, en donde se tiene lugar las reacciones de Cracking y el Quench que conducen a la formación de un gran número de compuestos, y la Zona Fría, donde se comprimen y se separa los productos formados.

Los productos principales, cuya proporción depende de la materia prima utilizada, son: etileno, propileno, mezcla de C<sub>4</sub> (butilenos y butadieno) además de nafta de steam cracking y fuel oil de steam cracking. La tabla 49 presenta los valores típicos de rendimiento, que son apenas indicativos. Dan, sin embargo una idea de la cantidad de materia prima necesaria para obtener una tonelada de etileno, así como la relación (másica) de propileno a etileno. Los valores diferirán un poco para cada tecnología (Lummus, Stone & Webster, Linde, Kellogg, Technip/KTI, etc.).

**Tabla 49.** Rendimientos típicos en Steam Cracking

<b>MATERIA PRIMA (M.P)</b>	<b>TM M.P/ TM Etileno</b>	<b>TM Propileno / TM Etileno</b>
ETANO	1.28	0.03
PROPANO	2.20	0.35
BUTANO	2.40	0.43
NAFTA VÍRGEN (alta severidad)	3.00	0.40
NAFTA VIRGEN (baja severidad)	3.70	0.60
GAS OIL ATMOSFÉRICO	4.00	0.62

Fuente: Polyolefins Consulting

Para nuestro caso, en el craqueo del etano se obtiene fundamentalmente etileno, y el rendimiento de propileno es bajo, del orden de 2.8 %. Este proceso tiene lugar por la rotura de los enlaces C-C con producción de radicales libres y formación de olefinas.

La conversión por paso es uno de los conceptos más utilizados en el craqueo con vapor. Es el porcentaje de moles de materia prima que se transforma a productos por paso. Por ejemplo, el craqueo de etano da rendimientos elevados en etileno, pero debido a que la selectividad disminuye al aumentar la conversión, en la práctica se opera a un 60% de la misma.

Otro concepto es el rendimiento final luego de reciclo, que es el número de moles de etileno obtenido por cada cien moles de materia prima convertidos. La expansión es la relación de los pesos moleculares de alimentación y productos. Como estos últimos suelen ser más livianos (menor peso molecular), habrá un aumento de volumen de los gases y por ende la expansión será mayor que 1.

En cuanto a las variables operativas o condiciones de operación las más significativas son:

- **Temperatura:** en un tubo de un horno, no es posible llevar instantáneamente la carga a la temperatura de reacción. Al contrario, la misma evoluciona a lo largo del tubo. Al principio se eleva más rápido y luego crece más lentamente al comenzar a tener lugar las reacciones endotérmicas. Por ello carece de sentido hablar de temperatura de reacción ya que lo que se tienen son perfiles de temperatura, que varían a lo largo del tubo y en el tiempo. Sin embargo, se toma para un dado horno como parámetro significativo la temperatura de salida del horno.
- **Tiempo de residencia:** o tiempo de contacto que al aumentar eleva la conversión por paso, con el riesgo de que aumenten las reacciones

secundarias. Suele ser desde algunos centésimos de segundo hasta unos pocos segundos.

- **Presión:** en general, cuanto mayor la misma más se desfavorecen las reacciones de craqueo y se favorecen reacciones de polimerización y de formación de coque. Se opera a bajas presiones parciales de hidrocarburos por dilución con vapor de agua que posee, en realidad, varios roles: a) favorece las reacciones de craqueo al disminuir la presión parcial de la materia prima, b) también la baja en la presión parcial evita las reacciones de condensación que llevan a hidrocarburos aromáticos pesados y finalmente a depósitos de coque y c) el vapor de agua aporta calor a la mezcla reaccionante, disminuyendo la cantidad de calor a proveer por metro de tubo. Los valores típicos son:

<b>Alimentación</b>	<b>Kg vapor/ Kg hidrocarburo</b>
ETANO	0,25 – 0,40
PROPANO	0,30 – 0,40
NAFTA	0,50 – 0,80
GAS OIL	0,80 – 1,00

- **Severidad de operación:** también conocido como intensidad de steam cracking. Es una noción que se refiere al grado de transformación de los compuestos originales en la alimentación. Cuando se trata de un único componente (etano, por ejemplo) o mezcla de pocos componentes la severidad puede ser medida por la conversión aplicada al componente principal. La cuestión se complica al referirse al steam cracking de naftas. Ha habido diversas definiciones desde relacionarla a rangos de temperatura y hablar de severidad suave, moderada y elevada. También se usa el porcentaje de etileno producido como indicador de severidad. Algo más reciente es relacionarla con el porcentaje de gases ( $C_3$  o  $C_4$  y más livianos). Por último se ha desarrollado un índice denominado función cinética de severidad KSF, que mide la conversión de n-Pentano en idénticas condiciones de operación.

### 5.2.3.1. Tecnología de Steam Cracking

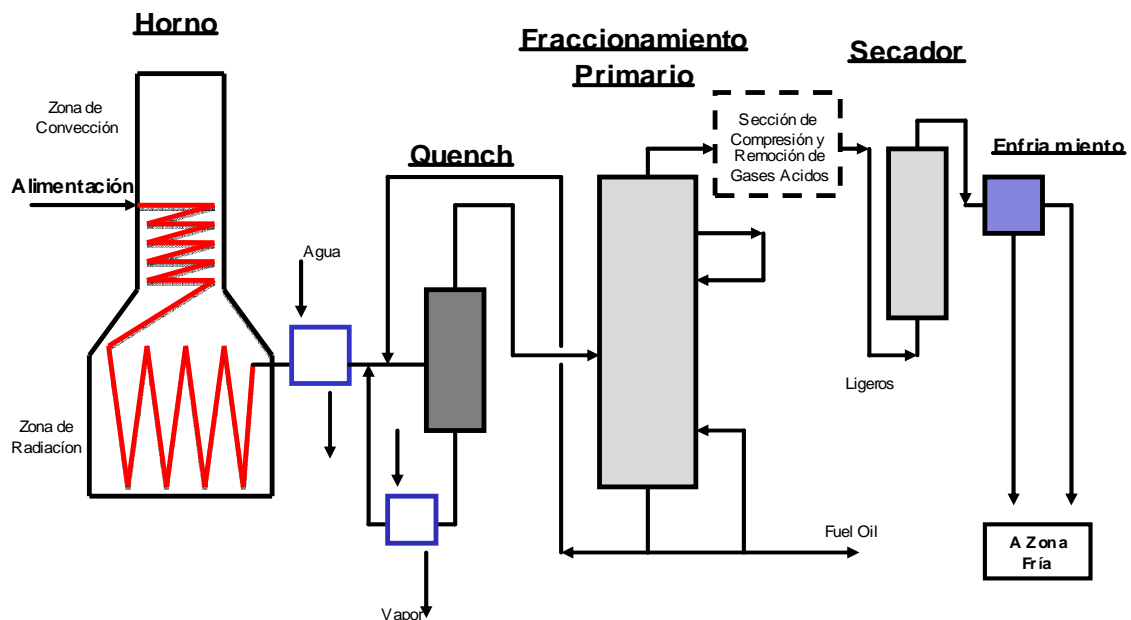
En cuanto al proceso o tecnología de producción de olefinas, básicamente se pueden reconocer en toda planta de craqueo cuatro secciones:

- 1) Hornos tubulares
- 2) Enfriamiento rápido (quenching)
- 3) Compresión y
- 4) Purificación y fraccionamiento

#### 5.2.3.1.1. Hornos Tubulares

Normalmente incluyen una zona de calentamiento por convección donde se precalienta la carga hasta unos 500-600°C y una zona de radiación donde ocurre la mayor parte de la reacción de craqueo. El esquema general para esta sección corresponde al gráfico 57.

Gráfico 57. Zona Caliente del proceso de Steam Cracking



El diseño de los hornos de craqueo ha variado pasándose de tubos horizontales en la zona de radiación a tubos verticales que cuelgan del techo del horno. Este cambio sobrevino sobre todo con el uso de cargas más pesadas (cortes líquidos) que

requieren menores tiempos de residencia, bajar la presión parcial de hidrocarburos y un mayor aporte calórico.

Los nuevos diseños obligaron al uso de materiales especiales que pudieran soportar mayores temperaturas. Al estar los tubos soportados desde el techo del horno, se asegura que los soportes estén fuera de la zona de alta temperatura del horno. También se consigue que la dilatación de los tubos sea libre y que los esfuerzos sobre los mismos sean exclusivamente de tracción. Algunas características de los hornos varían según la tecnología. Es el caso de las posiciones de los quemadores en la zona de radiación que puede ser tanto en las paredes laterales o en el piso del horno o ambas a la vez. El material de los tubos que van dentro de los hornos son aceros u aleaciones especiales. Un problema que se presenta en los tubos es el depósito de una capa de coque sobre la pared interna de los tubos. El coque se produce como consecuencia de las reacciones secundarias del steam cracking y afecta la transferencia de calor y aumenta la pérdida de carga a través del horno, por disminución del diámetro interno. Por ello se debe cada tanto (3 meses, por ejemplo) poner fuera de servicio cada uno de los hornos para eliminar el coque. Esto último se logra con una técnica de decoquización que consiste en alimentar con vapor sobrecalentado con pequeñas cantidades de aire, de manera de producir la combustión controlada del coque.

#### **5.2.3.1.2. Enfriamiento rápido (Quenching)**

A la salida de los tubos, debe enfriarse el gas lo más rápido posible para evitar que su composición cambie por la ocurrencia de reacciones secundarias. El gas sale a temperaturas entre 800 y 850°C y se enfría bruscamente en un sistema de intercambiador de calor (línea de transferencia TLX) que es un sistema de placa y tubos.

Por los tubos circula el efluente del horno y por el casco agua en ebullición, generándose vapor de alta presión (100 atm o más), que se usa para impulsar las turbinas de los compresores de la planta, contribuyendo a la eficiencia energética global del cracker. El enfriamiento se lleva hasta unos 350°C, pero no menos pues se corre el riesgo de condensar material de alto punto de ebullición y producir un depósito del mismo con lo que se puede tapar el TLX y decrece la transferencia de calor. Esta parte es una de las más delicadas y requiere materiales adecuados y un diseño cuidadoso. El tiempo de residencia en los TLX es muy bajo (algunos milisegundos).

La segunda etapa del “quenching” depende del tipo de materias primas usadas. Si se trata de cortes gaseosos se hace un enfriamiento directo por inyección de agua en una torre de lavado con agua (Water quench tower) y se genera vapor de proceso de menor presión (gráfico 58).



**Gráfico 58.** Torre de Quench-oil, un elemento clave en los actuales megacrackers (1000+ TMA).

Si se trata de cortes líquidos, el sistema es algo más complejo ya que primero pasa por un sistema de enfriamiento con hidrocarburos pesados tipo fuel oil (Quench oil system) en un llamado fraccionador primario, que genera vapor de proceso y además separa el gas oil. Luego pasa a una torre de lavado con agua al igual que en el caso anterior y allí separa las gasolinas livianas.

#### **5.2.3.1.3. Compresión**

Los gases ya enfriados a temperatura cercana a la ambiente y presión de 1,5 atm son tomados por un sistema de compresión centrífugo en multietapas (4 para gas y 5 para líquidos típicamente), con enfriamiento intermedio (interetapas) a fin de evitar calentamiento que induzca a polimerizaciones (polibutadieno). La presión final que se alcanza es del orden de 35 atm, que es la adecuada para realizar el fraccionamiento de los gases. El compresor centrífugo es impulsado por turbina de vapor y el enfriamiento interetapas produce separación de condensados que son despojados (stripping) sobre todo de butadieno, antes de ser enviados como gasolinas residuales.



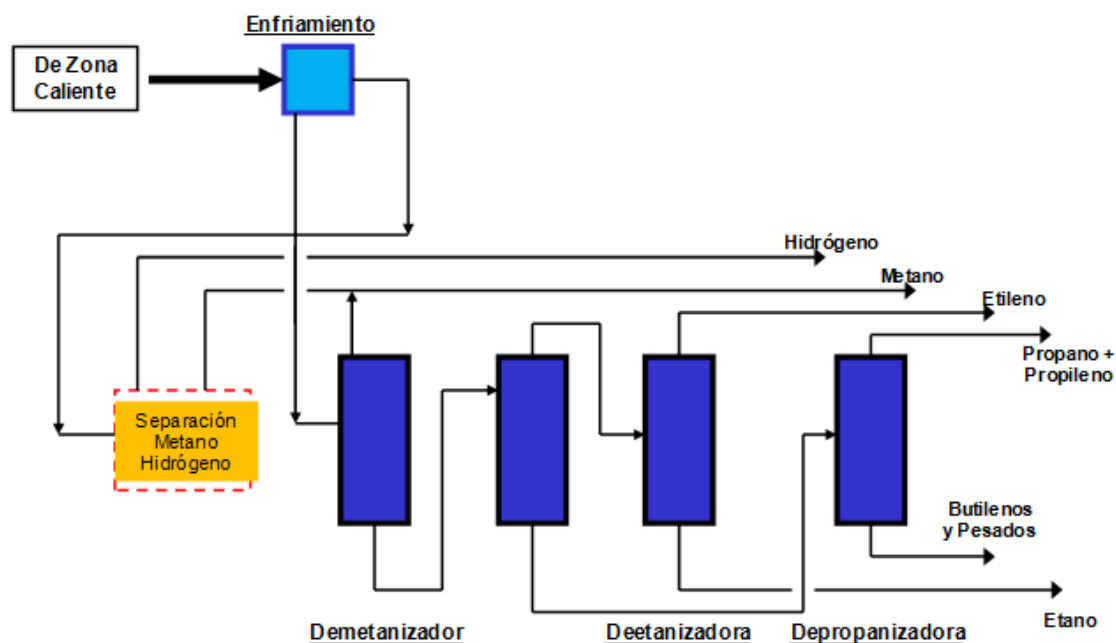
Generalmente se procede a un lavado del gas antes que el mismo entre a la última etapa de compresión. Se usa para ello una torre lavadora con soda cáustica que elimina el  $\text{CO}_2$  y  $\text{SH}_2$  y eventualmente mercaptanos pesados. De ser muy grande el contenido de S, se puede usar un sistema regenerativo de monoetanolamina, con lo que se ahorra en el consumo de soda cáustica.

Antes de entrar en la zona de fraccionamiento propiamente dicho se procede a un secado muy intenso de los gases con alúmina, sílica gel, tamiz molecular u otro adsorbente adecuado. Si no se elimina el agua, éste cristalizaría en alguna de las etapas de fraccionamiento y tapparía tubos.

#### 5.2.3.1.4. Fraccionamiento

Es la última etapa en la que se separan y recuperan los productos resultantes del craqueo. El proceso usual es la destilación fraccionada a baja temperatura para la cual se requiere circuitos de refrigeración, generalmente independientes del proceso y de considerable capacidad. El esquema corresponde a la gráfica 59.

Gráfico 59. Zona Fría del Proceso Steam Cracking



Lo primero que se hace es separar, por cabeza, el metano e hidrógeno en un **demetanzador** a una temperatura de  $-100^\circ\text{C}$  y 35 atm que es la menor temperatura de todo el sistema de refrigeración (circuito refrigerante de etileno). El gas que sale

por el fondo pasa a una segunda columna **deetanizadora** que separa por cabeza C<sub>2</sub> (etano y etileno) y por el fondo los productos más pesados. El producto de cabeza sale a -17°C y el enfriamiento se logra con un circuito refrigerante de propileno. El tope de la columna anterior contiene acetileno que debe ser eliminado, lo que se logra generalmente con un reactor de hidrogenación selectiva con un catalizador a base de paladio.

El producto pasa ahora a una gran columna (120 platos) en que se separa el etileno del etano, con muy elevada relación de reflujo, ya que son difíciles de separar. La presión es cercana a las 20 atm. El etano es generalmente reciclado a los hornos. El fondo de la deetanizadora es enviado a una **depropanizadora**, en que se separa el C<sub>3</sub> del resto a unas 15 atm. El producto de cabeza contiene propadieno y metil-acetileno que deberán ser hidrogenados en forma similar al acetileno en otro reactor catalítico. De allí se pasa, en caso de requerirse un propileno de pureza superior a 99% (propileno grado polímero), a un splitter de propileno (200 platos). De lo contrario se obtiene un propileno grado químico con una pureza nunca mayor del 95%.

Finalmente del fondo de la depropanizadora sale una corriente de C<sub>4</sub> y superiores que se puede fraccionar en una **debutanizadora**, donde por tope sale una corriente de C<sub>4</sub> (butadieno - entre 30 y 50%) y por fondo otra rica en aromáticos que se denomina gasolina de steam cracking y que se puede hidrogenar y luego enviar al pool de motonaftas o bien extraer los hidrocarburos aromáticos, que es lo más usual.

#### **5.2.4. Características Específicas de la tecnología seleccionada - CB&I Lummus**

Debido a que en el capítulo anterior se ha descrito la tecnología del Steam Cracking, a continuación se presenta un resumen de las características y variables operatorias.

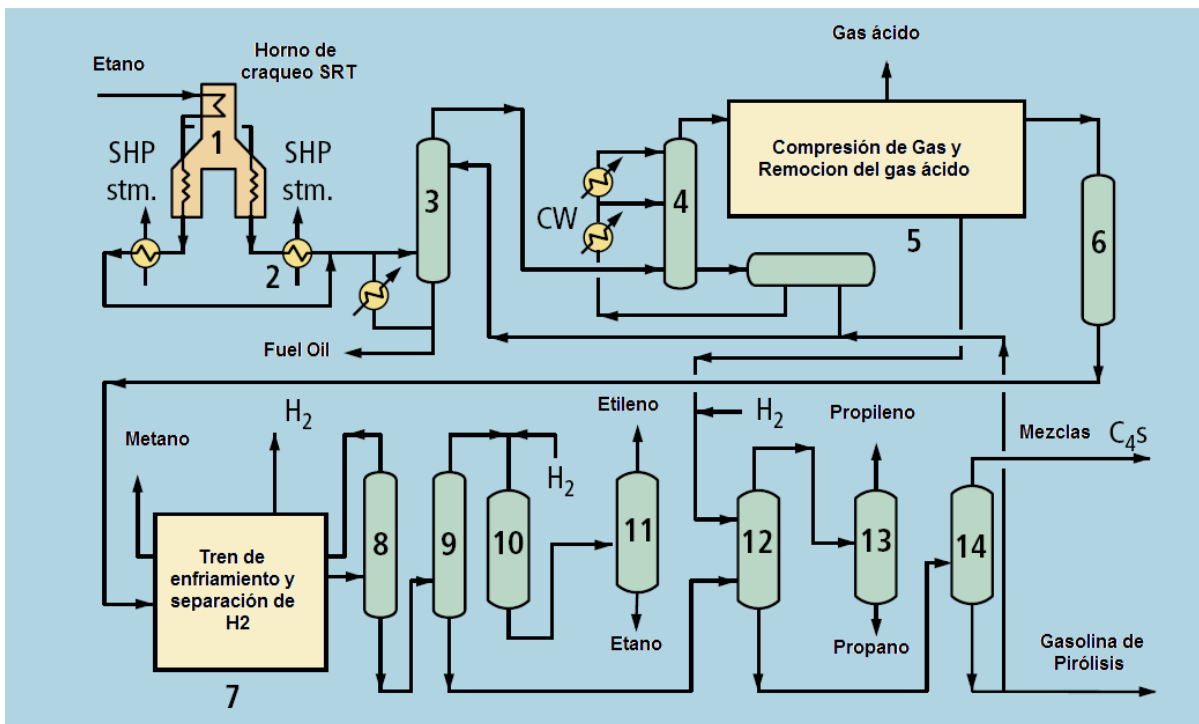
Mediante este proceso se obtiene etileno grado polímero (99.95 %) teniendo como carga etano. Como subproductos en menor cantidad propileno y una mezcla de C<sub>4</sub> rica en butadieno.

El esquema general de este proceso se muestra en la gráfica 60. La carga es precalentada y craqueada en presencia de vapor de agua en el Horno SRT (short residence time – tiempo de residencia corto) (1). Los productos salen del horno a una

temperatura de 815 ° C a 870 ° C, y son rápidamente enfriados en la línea de intercambiadores de calor (2) que generan vapor de alta presión (SHP).

Los efluentes del horno después de ser enfriados, van al fraccionador de gasolinas (3) donde las fracciones pesadas son removidas de la gasolina. Posteriormente los efluentes del horno son enfriados directamente con agua en la torre de Quench (Quench Tower)(4). Los gases después del quench son comprimidos por un compresor centrífugo multietapas (5) a más de 34 atm. El gas comprimido es entonces secado (6) y enfriado. Se recupera H<sub>2</sub> en el tren de enfriamiento (7), la corriente que sale alimenta a la columna demetanizadora (8). La demetanizadora opera a 6 atm, lo que permite una mayor eficiencia energética. Los fondos del demetanizador van a la columna deetanizadora (9). Se hidrogena el acetileno en el tope del deetanizador (10). La corriente de C<sub>2</sub> es fraccionada en etano y etileno grado polímero (11). El etano se recicla a extinción. Los fondos del deetanizador van a la columna depropanizadora (12). En esta columna también se hidrogena el metilacetileno y el propadieno usando la tecnología CDHydro. Los fondos del depropanizador son separados en una columna fraccionadora en una mezcla de C<sub>4</sub> y gasolina ligera (14). Se puede recuperar propileno grado polímero en una torre fraccionadora para este fin (13).

**Gráfico 60.** Proceso de Steam Cracking de Tecnología CB&I Lummus



### 5.2.5. Análisis de la Energía Acumulativa de Procesos vía etano

Para el Steam cracking, la nafta y el etano con las cargas más importantes ya que son usados para producir el 85% del total de producción mundial de olefinas. El uso de la Energía Acumulativa de Procesos vía Steam Cracking es la suma del uso de energía la producción de nafta y etano y la conversión de de estas materias primas a PQAV.

La nafta se produce en refinerías en cantidades de aproximadamente del 8% del crudo refinado. La producción típica de etano, es a través de la separación del gas natural (en promedio 4 – 5% del gas húmedo, en el caso de Camisea es alrededor del 8%) y en cantidades menores se recupera de los gases de refinería. El uso de energía para la producción de Nafta y Etano se estima en aproximadamente el 8% del contenido de energía del crudo y 5% de la energía contenida en el Gas Natural.

**Tabla 50.** Uso de la Energía Acumulativa de Procesos por la vía del etano (la energía contenida en la materia prima y de los PQAV son excluidos de la EAP)<sup>33</sup>

Steam Cracking (Nafta)				Steam Cracking (Etano)			
Pasos	Uso de energía por paso (GJ/Unidad)	Rendimiento	GJ/TM PQAV	Pasos	Uso de energía por paso (GJ/Unidad)	Rendimiento	GJ/TM PQAV (Gasolinas y BTXs despreciable)
Producción de Nafta (TM Nafta)	3 (TP) <sup>a</sup> 4(PM)	Nafta: 8% del crudo	5 (TP) 7 (PM)	Producción de Etano (TM de Etano)	2 <sup>b</sup>	8% del Gas Natural	3
PQAV <sup>c</sup> (TM Etileno)	12(TP) 22(PM)	60% de PQAV (33% de Etileno)	7 (TP) 12 (PM)	PQAV (TM Etileno)	10 (TP) 15 (PM)	84% de PQAV (80 % de etileno)	9 (TP) 14 (PM)
TOTAL (GJ/TM PQAV)	No aplicable		12 (TP) 19 (PM)	TOTAL (GJ/TM PQAV)	No aplicable		12 (TP) 17 (PM)

<sup>a</sup> Se incluye la extracción de petróleo crudo, el transporte y el proceso previo.

<sup>b</sup> Se incluye la extracción de Gas Natural, el transporte y el proceso previo.

<sup>c</sup> La endotermicidad no está incluida como parte de la Energía de Proceso Acumulativa.

**Nota:**

TP: Tecnología de Punta

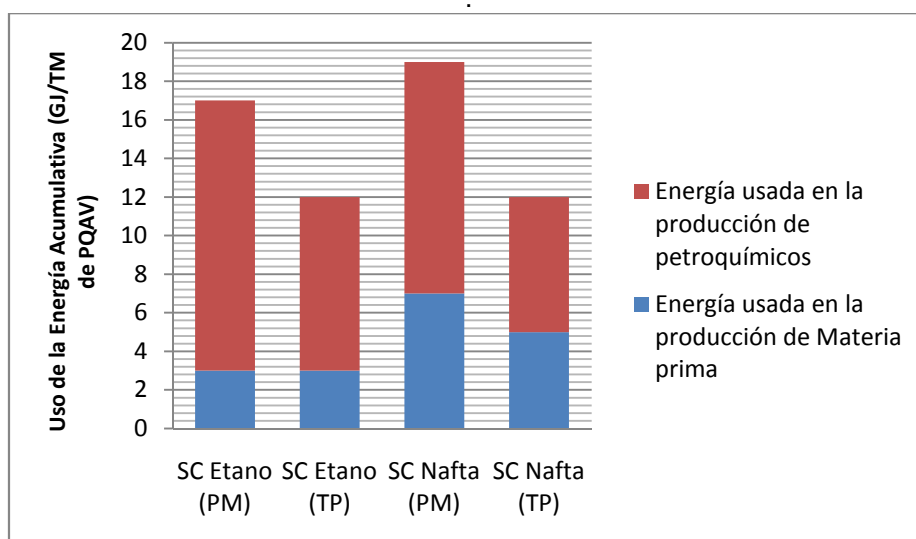
PM: Promedio Mundial

PQAV: Productos Químicos de Alto Valor

En la tabla 50 y la gráfica 61 se observa que el uso de la EAP es 12 GJ/TM de PQAV para ambas rutas, a partir de la Nafta y a partir del Etano para un steam cracking de tecnología de punta (TP). Los valores para el steam cracking de promedio mundial son mayores a 17 GJ/TM de PQAV.

<sup>33</sup> Todos las estimaciones se basan en: Tao Ren, Martin K. Patel, Kornelis Blok, Steam cracking and methane to olefins: Energy use, CO<sub>2</sub> emissions and production costs, Energy 33 (2008) 817–833. [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)

**Gráfico 61.** Comparación del Uso de la Energía Acumulativa de Procesos-EAP entre el Steam Cracking de Nafta y el Steam Cracking de Etano.



### 5.2.6. Características y Usos del Polietileno

Los procesos de Polimerización de las olefinas, son comunes a ambas rutas de producción, tanto por la vía del metano, como por la vía del etano.

El polietileno es una familia de resinas obtenidas de la polimerización del gas etileno a través de una variedad de catalizadores. El polietileno puede clasificarse de varias maneras, una de las clasificaciones principales es por su densidad. El rango es generalmente el descrito en la tabla 51.

**Tabla 51.** Densidad y cristalinidad

Polietileno	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]	Cristalinidad [%]
PEBD – Polietileno de Baja Densidad	0,916 a 0,925	60 a 75
PEMD – Polietileno de Media Densidad	0,926 a 0,940	
PEAD – Polietileno de Alta Densidad	0,941 a 0,965	
PELBD–Polietileno Lineal de Baja Densidad	0,910 a 0,940	60 a 85

Fuente: Polyolefins consulting

#### 5.2.6.1. Polietileno de baja densidad (PEBD)

El polietileno de baja densidad (PEBD), el primer PE en ser comercializado, tiene una estructura ramificada y es amorfo. Su bajo grado de cristalinidad es atribuido a las frecuentes ramificaciones cortas y largas. Se comporta como un material altamente flexible y su apariencia natural es translúcida.

Es relativamente fácil de procesar, con buenas condiciones ópticas y propiedades físicas moderadas. Sus aplicaciones principales son para bolsas, cable y alambre, película para embalaje y para invernaderos.

#### **5.2.6.2. Polietileno de alta densidad (PEAD)**

El polietileno de alta densidad (PEAD) tiene una estructura ramificada y es cristalino. Tiene menor flexibilidad que el de baja densidad, debido a su usual mayor peso molecular.

Es moderadamente fácil de procesar, generalmente opaco, se destaca por su rigidez. Sus aplicaciones principales son para botellas y recipientes, tubería, bolsas, película para embalaje y tapas.

#### **5.2.6.3. Polietileno lineal de baja densidad (PELBD)**

El polietileno lineal de baja densidad (PELBD) tiene ramificaciones cortas, debidas a las alfa olefinas usadas como comonómeros, a lo largo de una estructura lineal.

Es más difícil de procesar que el PEBD, tiene propiedades ópticas marginales, pero su fortaleza es altamente superior. La influencia del comonómero usado en su polimerización influencia mucho sus propiedades, generalmente mientras mayor el grado del comonómero mejor serán sus propiedades.

Sus aplicaciones principales son para película, tubería y moldeo rotacional.

#### **5.2.7. Tecnologías de producción del Polietileno**

Hay una gran cantidad de procesos comerciales para producir PE. Se pueden contar 27 tecnologías para producir PE. Pero se debe tener en cuenta que la mayoría de las tecnologías ofrecen opciones y variaciones sobre la plataforma básica. Algunas de esas tecnologías solo son usadas por la empresa dueña de la tecnología, otras son usadas también en emprendimientos conjuntos, otras son licenciadas con restricciones (manteniendo las partes más interesantes sin licenciar) y otras son licenciadas sin mayores restricciones. Los procesos, su licenciador (generalmente el dueño de la tecnología, pero no siempre) y el rango de productos se pueden resumir en la tabla 52.

**Tabla 52.** Licenciantes de Tecnologías para producir PE

N°	Licenciatario	Nombre del proceso	Tipo de proceso	Rango de productos	Comentarios
1	<b>Basell</b>	Hostalen	Suspensión, 2 reactores	HDPE	Productos bimodales. Inventado por Hoechst.
2	<b>Basell</b>	Lupotech G	Fase gas	PELBD/AD	Inventado por BASF. Tecnología incorporada en nuevo Spherilene en 2/06.
3	<b>Basell</b>	Lupotech TM y TS	Alta presión, tubular	LDPE, EVA	Hasta 30% EVA. Inventado por BASF.
4	<b>Basell</b>	Spherilene	Fase gas, reactores en cascada	PELBD/AD	Inventado por Montell.
5	<b>Borealis</b>	Borstar	Suspensión, Fase gas	PELBD/AD	
6	<b>Chevron Phillips</b>		Suspensión	PELBD/AD, mPE	Inventado por Phillips
7	<b>Dow</b>	Dowlex	Solución	PELBD/AD, mPE	No se licencia.
8	<b>Dow</b>	Unipol II	Fase gas, reactores en cascada	PELBD/AD	Productos bimodales. No se licencia. Inventado por Union Carbide.
9	<b>Enichem</b>		Alta presión, autoclave y tubular	PEBD	
10	<b>ExxonMobil</b>		Alta presión, autoclave	PEBD, EVA	Hasta 40% EVA.
11	<b>ExxonMobil</b>		Alta presión, tubular	PEBD, EVA	Hasta 10% EVA.
12	<b>Ineos</b>	Innovene	Fase gas	PELBD/AD, mPE	Inventado por BP
13	<b>Lyondell</b>		Alta presión, autoclave	PEBD, EVA	Hasta 40% EVA. Inventado por USI
14	<b>Lyondell</b>		Alta presión, tubular	PEBD, EVA	Hasta 30% EVA. Inventado por USI
154	<b>Lyondell / Maruzen</b>		Suspensión, 2 reactores	PEAD	Productos bimodales. Inventado por Nissan.
16	<b>Mitsubishi</b>		Alta presión, autoclave	PEBD	
17	<b>Mitsui</b>	CX	Suspensión	PEAD	Productos bimodales.
18	<b>Mitsui</b>	Evolve	Fase gas	PELBD/AD	¿No se licencia?
19	<b>Nippon PC / JPO</b>		Suspensión	PEAD	
20	<b>Nova</b>	AST - Advanced Sclairtech	Solución, dos reactores.	PELBD/AD	SSC.

N°	Licenciario	Nombre del proceso	Tipo de proceso	Rango de productos	Comentarios
21	<b>Nova</b>	Sclair	Solución, un reactor.	PELBD/AD	SSC. Inventado por Du Pont Canadá.
22	<b>Polimeri Europa</b>		Alta presión, autoclave	PEBD	
23	<b>Sabic</b>	Sabtec – Clean Tubular Reactor (CTR)	Alta presión, tubular	PEBD	Inventado por DSM, antes Stamicarbon.
24	<b>Sabic</b>	Stamicarbon Compact Solution Process	Solución	PELBD/AD	Inventado por DSM, antes Stamicarbon.
25	<b>SembCorp Simon-Carves</b>		Alta presión, autoclave	PEBD	Sublicenciador de ICI.
26	<b>Sumitomo</b>	Easy Processing Technology	Fase gas	PELBD	¿No se licencia?
27	<b>Ube</b>		Alta presión	LDPE, mPE	¿No se licencia?
28	<b>Univation</b>	Unipol	Fase gas, un reactor	PELBD/AD, mPE	Inventado por Union Carbide.

Fuente: Polyolefins Consulting

La pre-selección de tecnologías de polimerización de polietileno en base a información disponible se presenta en la tabla 53.

**Tabla 53.** Pre-selección de Tecnologías.

N°	Licenciante	Plantas Comerciales	Tamaño de planta (TMA)
1	Basell Polyolefins - Hostalen	33	400,000
2	BP – Innovene G	41	450,000
3	ExxonMobil	22	130,000 – 400,000
4	Mitsui chemicals - CX	41	
5	Nova Chemicals - SCLAIRTECH	12	
6	Univation Technologies – Unipol	96	450,000
7	Borealis - Borstar	13	50,000 – 500,000

Fuente: Hydrocarbon Processing, Handbook

De acuerdo a nuestros requerimientos y en función a la información disponible, se selecciona el proceso Borstar de Borealis para la producción de PEAD<sup>34</sup> y el proceso Unipol de Univation Technologies para la producción de PELBD.

<sup>34</sup> Para detalles de esta tecnologías ver ANEXO 10.



### 5.2.8. Características y Usos del Polipropileno

El polipropileno es una familia de resinas obtenidas de la polimerización del gas propileno a través de una variedad de catalizadores.

La tabla 54 resume las clasificaciones más usuales, relacionada a la estructura de las cadenas de comonomeros.

Tabla 54. Tipos de polipropileno

<b>Polipropileno</b>	<b>Tipos</b>
Polipropileno – PP	Homopolímero – H
	Copolímero Aleatorio o <i>Random</i> – R
	Copolímero de Impacto o heterofasico o de bloque – I

El polipropileno se puede clasificar en tres tipos: homopolímero, copolímero al azar o random y copolímero de impacto. En contraste con el PE, no tiene una variación significativa en la tendencia a la cristalización o densidad, generalmente su densidad varía entre 0,890 y 0,910 g/cm<sup>3</sup>.

#### 5.2.8.1. Homopolímeros

Contienen sólo monómeros de propileno a lo largo de su cadena polimérica. Su estructura presenta un alto grado de cristalinidad.

Se caracteriza por su rigidez, aun a temperaturas relativamente elevadas, y por ser quebradizo ante el impacto. Tiene una transparencia moderada.

#### 5.2.8.2. Copolímeros al azar o random

Este copolímero se produce con la adición de un comonomero, generalmente etileno y en algunos casos 1-buteno y 1-hexeno, durante la reacción de polimerización en el reactor.

El comonomero sustituye parcialmente (1 a 7%) al propileno en el crecimiento de la cadena. La inserción del comonomero es al azar y su distribución es estadística a lo largo de la cadena. La inserción de etileno disminuye la formación de esferulitas, bajando el porcentaje de zonas cristalinas.

Se caracteriza por su excelente transparencia.

### 5.2.8.3. Copolímeros de impacto

Este copolímero tiene un contenido mayor de etileno. En la producción del copolímero de alto impacto se forma una fase bipolimérica de etileno/propileno con características gomosas. Se producen mediante un sistema de reactores en cascada.

En el primer reactor se obtiene un homopolímero con menor tiempo de proceso, que es transferido a un segundo reactor, donde se adicionan etileno y propileno. Estos se activan por acción del catalizador proveniente del primer reactor, formando el copolímero de etileno-propileno) que crece dentro de la matriz de polipropileno. Aproximadamente entre 70 y 90 % del polímero final se produce en el primer reactor y entre 10 y 30 % en el segundo reactor. Se caracteriza por su resistencia al impacto, aun a bajas temperaturas.

### 5.2.9. Tecnologías de producción de Polipropileno.

Hay una gran cantidad de procesos comerciales para producir PP. Se pueden contar 13 tecnologías para producir PP. Los procesos, su licenciador (generalmente el dueño de la tecnología, pero no siempre) y el rango de productos se pueden resumir en la tabla 55.

Tabla 55 .Tecnologías para producir PP

N°	Licenciatario	Nombre del proceso	Tipo de proceso	Rango de productos	Comentarios
1	<b>Atofina</b>		Masa	PP	Sindiotáctico
2	<b>Basell</b>	Spheripol	Masa tubular, fase gas	PP	Inventado por Montell
3	<b>Basell</b>	Spherizone	Masa tubular, fase gas – doble fase	PP	Productos bimodales
4	<b>Borealis</b>	Borstar	Masa – fase gas	PP	
5	<b>Chisso</b>		Fase gas	PP	
6	<b>Dow</b>	Unipol	Fase gas, reactores en cascada	PP	Inventado por Union Carbide

N°	Licenciario	Nombre del proceso	Tipo de proceso	Rango de productos	Comentarios
7	<b>ExxonMobil</b>	ExxonMobil PP Process	Dos reactores tubulares y un reactor fase gas.	PP	Combinación de tecnología Mitsui Hypol tecnología tubular de Montell's con tecnología de ExxonMobil.
8	<b>Ineos</b>		Fase gas horizontal con agitador	PP	Inventado por Amoco. No se licencia más.
9	<b>Ineos</b>	Innovene	Fase gas	PP	Inventado por BP. Flujo horizontal.
10	<b>Mitsui</b>	Hypol II	Masa	PP	
11	<b>Mitsui</b>	Mitsui II	Masa tubular, fase gas	PP	
12	<b>NTH - Novolen Technology Holdings (ABB Lummus / Equistar)</b>	Novolen	Fase gas, reactores en paralelo o cascada.	PP	Metaloceno. Inventado por BASF
13	<b>Sumitomo</b>		Fase gas.	PP	

Fuente: Polyolefins Consulting

La pre-selección de tecnologías de polimerización de polipropileno en base a información disponible se presenta en la tabla 56.

**Tabla 56.** Pre-selección de Tecnologías de producción de PP

N°	Licenciante	Plantas Comerciales	Tamaño de planta (TMA)
1	BP – Innovene G	14	65,000 – 350,000
2	Japan Polypropylene Corp.	10	65,000 – 360,000
3	Mitsui Chemicals, Inc	25	
4	Dow – UNIPOL PP	40	80,000 – 500,000

Fuente: Hydrocarbon Processing, Handbook

De acuerdo a nuestros requerimientos y en función a la información disponible, se selecciona el proceso UNIPOL PP de Dow.

### 5.3. Selección final de Tecnologías

La selección final de tecnologías para todos los procesos según las rutas del metano y el etano se resumen en la tabla 57.

**Tabla 57.** Cuadro final de Selección de Tecnologías

<b>Ruta</b>	<b>Proceso</b>	<b>Licenciante</b>
<b>Vía Metano</b>	Metanol	Lurgi
	MTO	UOP/Hydro
	Borstar – PEAD	Borealis
	Unipol – PP	Dow
<b>Vía Etano</b>	Separación de etano	Technip
	Steam Cracking	CB&I Lummus
	Borstar – PEAD	Borealis
	Unipol – PELBD	Univation Technologies

### **5.3. Configuración del Complejo Petroquímico.**

La denominación de cadenas petroquímicas es aplicable al desarrollo secuencial y sinérgico que tendrá cada uno de los productos y subproductos resultantes de los procesos principales y secundarios que se instalarán en la vida presente y futura de cada Planta Petroquímica.

El desarrollo de la cadena petroquímica de plásticos se inicia con la fabricación de dos productos intermedios principales: etileno y propileno, a partir de los insumos básicos: metano o etano.

La cadena del metano permite la producción de metanol y a partir de este, mediante el proceso MTO, la producción de olefinas como etileno, propileno, principalmente; y en menor cantidad butileno y butano.

Como se muestra en la grafica 61, los productos obtenidos por la vía del metano, serian el PEAD y el PP. Esta configuración se basó en función a la demanda existente y la proyectada. El PP es la resina con mayor demanda en el mercado nacional (+125,000 TM el año 2008) y entre los polietilenos, la de mayor demanda es el PEAD (+ 90,000 TM el año 2008); no se considera la producción de PELBD por ésta vía, ya que se requiere tener la misma cantidad de plantas de polimerización instaladas (dos por cada vía), esto con el fin de tener una configuración homogénea que nos permita una evaluación comparativa equiparable de ambas vías de producción. Es así que para la vía del metano se implementaría dos plantas de polimerización que produzcan 400,000 TM de PP y 400,000 TM de PEAD.

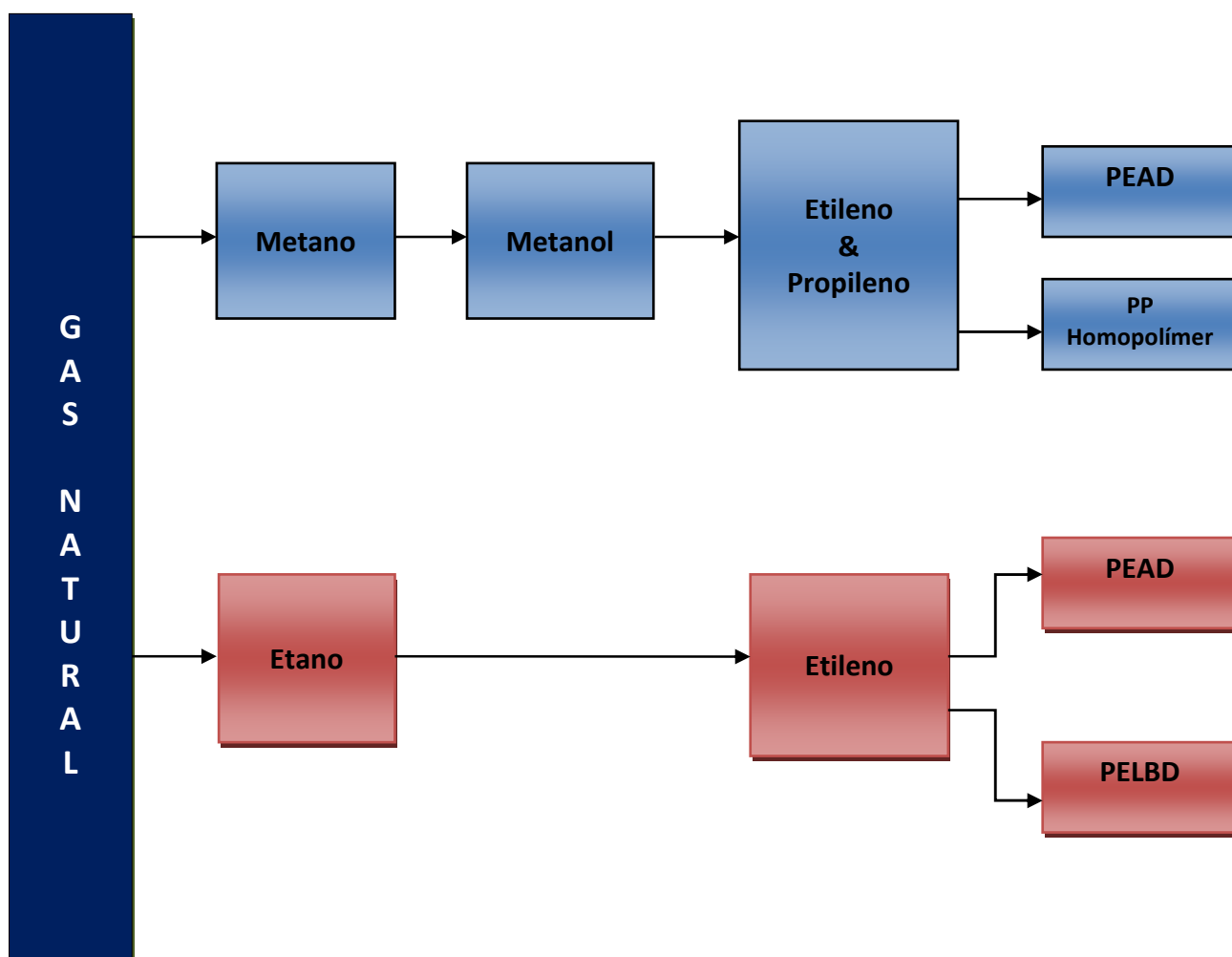
Por otra parte, la cadena del etano permite la producción de etileno fundamentalmente, polímeros plásticos como los polietilenos de alta y baja densidad.

Como se muestra en la grafica 61, los productos obtenidos por la vía del etano, son el PEAD y el PELBD.

Esta configuración se basa fundamentalmente por el rendimiento del producto; como prácticamente se obtiene solo etileno por la vía del etano, se implementaría dos plantas de polimerización que produzcan 400,000 TM de PEAD y 400,000 TM de PELBD.

A continuación en el Gráfico 62 se presenta el esquema resumen del plan preliminar para el desarrollo de la producción de poliolefinas en el Perú.

**Gráfico 62.** Esquema Resumen del desarrollo de productos Petroquímicos  
Planeamiento Preliminar



#### 5.4. Evaluación Técnica comparativa entre ambas vías de producción

A continuación resumimos los aspectos técnicos más importantes a fin de comparar los resultados que se tienen, de manera que contribuyan a una adecuada evaluación. La tabla 58 resume los usos de la Energía Acumulativa durante los procesos, donde observamos que la vía del metano tiene mayor gasto energético (29 GJ/TM de PQAV) que la vía del etano (12 GJ/TM de PQAV).

En la tabla 59 detallamos aspectos técnicos concernientes a los procesos específicos de producción de olefinas para ambas rutas, la del metano (MTO), y la del etano (Steam Cracking).

**Tabla 58.** Comparación de los aspectos técnicos entre la vía del Metano y la vía del Etano

		Vía Metano (CH <sub>4</sub> )		Vía Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	
<b>Fuente</b>		Gas Natural		Gas Natural	
<b>Procesos</b>	<b>Producción de Materia Prima</b>	Gas de Síntesis y Metanol (Lurgi)		Separación criogénica del Etano (Technip)	
	<b>Producción de Olefinas</b>	MTO (UOP/Hydro)		Steam Cracking (CBI Lummus)	
<b>Consumo Energético</b>	<b>Producción de Materia Prima</b>	10 GJ/TM de metanol	23.4 GJ/TM de PQAV	2 GJ/TM de etano	3 GJ/TM de PQAV
	<b>Producción de Olefinas</b>	13GJ/TM de etileno	5.5 GJ/TM de PQAV	10 GJ/TM de etileno	9 GJ/TM de PQAV
	<b>Total</b>	29 GJ/TM de PQAV		12 GJ/TM de PQAV	

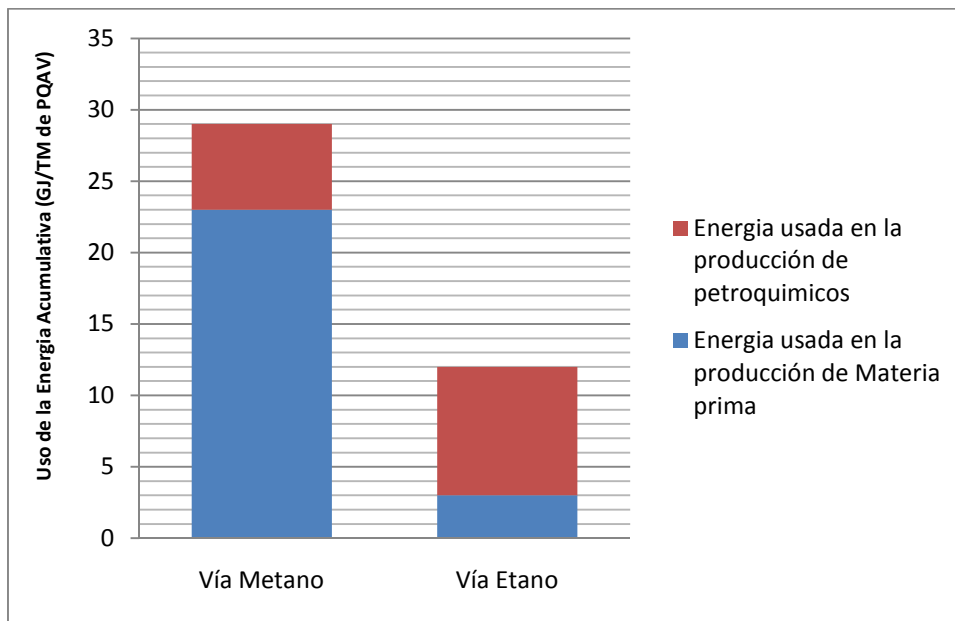
Elaboración: Propia

**Tabla 59.** Comparación de los procesos de MTO vs Steam Cracking

	Metanol a Olefinas - MTO	Steam Cracking
Licenciante	UOP/Hydro	CBI Lummus
Carga	Metanol	Etano
Reacciones Deseadas	$\text{CH}_3\text{OH} \rightarrow \text{H}_3\text{COCH}_3 + \text{H}_2\text{O}$ $\text{H}_3\text{COCH}_3 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_3\text{H}_6 + \text{H}_2\text{O}$	$\text{C}_2\text{H}_6 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_4 + \text{H}_2$
Reactores	Lecho Fluidizado	Horno Reactor
Catalizadores	SAPO - 34	---
Temperatura (°C)	350 - 550	815 – 870
Rendimiento de Olefinas (etileno y propileno)	34 % (68 % sobre base Carbono)	80 %
Relación TM Propileno / TM Etileno	1	0.03

Elaboración: Propia

**Gráfico 63.** Comparación del Uso de Energía por la vía del Metano y la vía del Etano



Elaboración: Propia

#### 5.4.1. Resultados

Los estimados para el uso de Energía Acumulativa de Procesos usado en términos de GJ/TM de PQAV se muestran en la tabla 58. Los resultados del análisis energético se muestran en el Gráfico 63.

- ✚ El uso de energía es mucho mayor en los procesos vía Metano (producción de Metanol, MTO), que en los procesos vía Etano (Planta de separación de etano, Steam Cracking). La producción de olefinas a partir del metano ( $\text{CH}_4$ ) usa más del doble de energía que los procesos de última tecnología, por la vía del etano.
- ✚ En cuanto a los procesos MTO a partir de metano, el más eficiente es el proceso MTO de la UOP/Hydro, pero aun así el uso de energía por esta ruta es alrededor de 150% mayor comparado a un Steam Cracking de etano de tecnología avanzada.

Cabe resaltar como se ve en el gráfico 63, que la mayor parte del uso de energía se usa en la producción de materia prima, es decir, en la producción de metanol.

## CAPITULO VI

### LOCALIZACION

#### 6.1. Aspectos Logísticos Asociados con la Producción de Polietileno y Polipropileno

##### 6.1.1. Embarques en Contenedores

Las Operaciones Logísticas de embarque de polietileno y polipropileno se realizarán como sigue:

##### **Empaquetado del producto y carga en contenedores**

Las resinas plásticas pueden ser:

- Embolsadas en bolsas de 25 kg e introducidas a mano en contenedores;
- Embolsadas en bolsas de 25 kg, cargadas en parrillas e introducidas en contenedores;
- Embolsadas en bolsas graneleras con forros interiores con pesos en el rango de 1,000 a 1,250 kg por bolsa, y cargadas en contenedores de 40 pies; y
- Cargar la resina directamente en contenedores de 20 pies, con una sola "Bolsa Forro".

Para estas opciones, los equipos contenedores tradicionalmente usados, podrían ser:

- Bolsas de 25 kg – cargadas a mano hasta 16 – 17 TM en contenedores de 20 pies;
- Bolsas de 25 kg – cargadas en parrillas: hasta 25 TM en contenedores de 40 pies;
- Bolsas Graneleras – cargadas hasta 24 – 25 TM en contenedores de 40 pies; y
- Una sola "Bolsa Forro" – cargada hasta 16 – 17 TM en contenedores de 20 pies.

Los mercados más grandes generalmente aceptan o exigen alguna de las tres últimas opciones pues la opción de carga a mano resulta muy costosa en la mayoría de mercados debido a la labor adicional que requiere.

##### **Embarque del producto a un puerto de contenedores**

Suponiendo que la planta de producción de resinas plásticas se halle tierra adentro, será necesario llevar contenedores vacíos hasta la planta desde el almacén de



contenedores en el puerto. Se supone también que existirá un sistema de suministro de contenedores además de grúas para contenedores, disponibles en el puerto para cargar y descargar contenedores desde el barco alimentador de contenedores o que alternativamente, los navíos alimentadores tendrán grúas montadas en ellos para manipular los contenedores hacia y desde el muelle.

Los contenedores serán transportados en camiones entre la planta y el puerto sobre carretas de 20 y 40 pies según sea requerido. Además se supone que las carreteras podrán resistir el paso de cargas hasta de 25 TM (peso de producto neto) en contenedores de 40 pies o 17 TM (peso de producto neto) en contenedores de 20 pies. Los contenedores deben permanecer sobre las carretas hasta ser cargados con el producto, para luego retornar al puerto para ser cargados en el barco alimentador.

### **6.1.2. Ubicaciones para la Planta Petroquímica de Producción de Polietileno y Polipropileno.**

Puesto que las resinas plásticas son normalmente embolsadas en bolsas de 25 kg, bolsas graneleras o a granel en contenedores de 20 pies, el proceso de embolsado y carga probablemente deba hacerse en la planta de producción y como la carga de contenedores requiere que los contenedores vacíos sean posicionados en el almacén de la planta de producción, siempre será necesario cierto grado de movimiento de los contenedores en camiones, asociado con la operación de embarque de resinas plásticas. La reducción de manipuleo y remanipuleo es importante en el caso de las resinas; esta mezcla de movimiento en camiones y el mayor grado de flexibilidad puede permitir que la ubicación de la planta sea más alejada de un puerto si existiesen otras buenas razones para ubicar el complejo petroquímico fuera del área del puerto.

Será importante asegurar que la distancia al puerto no sea demasiado grande como para que los costos de transporte entre la planta y el puerto resulten ser una porción muy grande en la estructura de costos de despacho de los productos terminados hacia el mercado.

Los plásticos derivados del etano (polietileno y polipropileno) se transportan y distribuyen en el mundo en la forma de "pellets" (bolitas o perdigones) embolsados a granel y dispuestos en contenedores que luego se cargan en buques de línea que llevan un gran número de contenedores con cargas muy diversas. Debido a ello, tales buques deben seguir rutas e itinerarios preestablecidos, y por tanto sólo pueden hacer escala en grandes puertos capaces de concentrar las enormes cargas que justifican la operación de esos navíos.

De aquí que el puerto de exportación de plásticos deberá ser un gran puerto con mucho movimiento de cargas y facilidades para la manipulación de contenedores. En el Perú el único puerto que presenta tales características es el Callao.

La Tabla 60 muestra las estadísticas de movimiento de contenedores en los puertos peruanos.

**Tabla 60.** Tráfico de Contenedores en Puertos Peruanos  
(Unidades Equivalentes a Contenedores de 20 pies- TEUs)

Fecha	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
<b>Puerto/Total</b>	1,395,696	1,177,928	1,087,278	993,844	809,781	627,902	578,633	537,906	460,671
<b>Arica</b>	2,871	2,599	2,238	2,163	2,601	891	0	0	0
<b>Callao</b>	1,202,315	1,022,246	938,119	887,035	725,490	553,138	521,382	480,706	413,646
<b>Chimbote</b>	2,004	2,975	7,367	6,168	0	1	14	0	12
<b>Ilo</b>	34,860	23,128	16,573	1,321	75	4,772	6,200	4,659	7,050
<b>Iquitos</b>	122	214	252	207	275	176	189	213	150
<b>Paíta</b>	138,993	109,128	105,126	87,569	81,242	68,824	50,840	50,472	39,776
<b>San Martín</b>	381	680	23	0	16	0	0	0	9
<b>Matarani</b>		3	15	0	0	0	0	1,504	0
<b>Salaverry</b>	13,112	16,955	17,565	9,381	82	100	8	352	28

Fuente: ENAPU

## 6.2. Factores a considerar para la localización de la planta.

De acuerdo al estudio realizado para la localización de Polos Petroquímicos en el Perú, que publico el Ministerio de Energía y Minas, los factores que se consideran para la localización son los que se mencionan a continuación:

### 6.2.1. Criterios de Selección de Localización

Los criterios de selección de localización a considerar son:

1. Minimización de riesgos
  - Sabotaje y terrorismo;
  - Sismos;
  - Tsunamis;
  - Otros desastres naturales.
2. Proximidad al Mercado de Exportación
3. Proximidad a Puerto Marítimo de Exportación
4. Proximidad al Mercado Nacional
5. Proximidad a Fuente de Agua Dulce

6. Proximidad a Fuente de Materia Prima: Metano y Etano
7. Proximidad a Fuente de Energía Eléctrica
8. Efecto sinérgico de la concentración de varias plantas en un solo polo
9. Propiciar el Desarrollo de Área Deprimida
10. No afectación negativa sobre los aspectos físicos, biológicos y socioeconómicos del ambiente
11. Proximidad a Zona con infraestructura y población.

### **6.3. Probables ubicaciones del polo petroquímico**

Una planta de metanol, requeriría aproximadamente 10 Ha. Asimismo, los complejos de petroquímica del etano, pueden requerir unas 10 Ha de terreno. Si se agregan unas 200 Ha adicionales para los servicios comunes y áreas de expansión, se tiene un estimado total de área para el Polo Petroquímico en el orden de 500 Ha ó 5 km<sup>2</sup>, de acuerdo a referencias obtenidas de de plantas similares.

#### **6.3.1. Pisco y alrededores**

##### **Características generales**

La provincia de Pisco tiene la mayor porción del litoral de la región Ica. En ella sobresalen los accidentes costeros de la península de Paracas con las bahías de Paracas e Independencia, lugares donde se ubica la Reserva Nacional de Paracas y su Zona de Amortiguamiento. El río más importante de la provincia es el río Pisco, que forma el amplio valle del mismo nombre.

La provincia de Pisco cuenta 8 distritos, a saber: Pisco, Huancano, Humay, Independencia, Paracas, San Andrés, San Clemente y Tupac Amaru Inca (Tupac Amaru). La población de la provincia alcanza a 598,323 habitantes y su extensión a 21,328 km<sup>2</sup>.

#### **6.3.2. Pampa Melchorita**

El área del proyecto de Perú LNG en la Pampa Melchorita, se ubica entre los Km. 167 y 170 de la Panamericana Sur<sup>35</sup>, en el distrito de San Vicente de Cañete, Provincia de Cañete, Región de Lima, entre las localidades de Chíncha y Cañete, bastante al norte de Pisco. La Planta de Licuefacción de Gas Natural de propiedad del consorcio Perú LNG, actualmente en construcción se ubica en el km 169 sobre un terreno eriazo de

---

<sup>35</sup> <https://portal.perulng.com/irj/go/km/docs/documents/PLNG%20Website/index.htm>

521 hectáreas aproximadamente adquirido por el consorcio. La pampa Melchorita (gráfico 64) se encuentra a 170 m.s.n.m. aproximadamente<sup>36</sup>.

**Grafico 64.** Ubicación de la Pampa Melchorita



### **6.3.3. Pampa Clarita**

Pampa Clarita se ubica a 154 km al sur de Lima, al norte de Pampa Melchorita. Se halla a 160 m.s.n.m. Pampa Clarita tiene el antecedente de haber sido estudiada como posible ubicación para la planta de Perú LNG y descartada por varias razones:

- Presencia de arcillas expansivas que podrían causar inestabilidad de cimentaciones;
- Hallazgo de restos arqueológicos en la zona; y
- Posibilidad de que la planta cause impactos socio culturales.

Sin embargo, presenta también ventajas:

- Mar profundo a corta distancia de la costa;
- Buena altura sobre el nivel del mar que la protege de tsunamis;
- Amplitud de espacio; y

---

<sup>36</sup> [http://www.translei.com.pe/TransleiNews/TL\\_News%2018/TransleiNews18\\_pag6.htm](http://www.translei.com.pe/TransleiNews/TL_News%2018/TransleiNews18_pag6.htm)

- Cercanía al río Cañete que podría constituir una fuente de agua dulce, al menos parcialmente.

De otra parte, es posible que la cuestión de las arcillas expansivas sea manejable mediante el reemplazo de terreno en los limitados lugares en que se ubicarán cimentaciones.

#### **6.3.4. Facilidades portuarias**

##### **6.3.4.1. Locación y área de influencia**

La provincia de Pisco cuenta con el Terminal Portuario “General San Martín”, mejor conocido como Terminal Pisco. Pese a ser una antigua zona de lanchaje del puerto de Pisco, se localiza a 4 millas del puerto y pueblo de Pisco a través de la bahía y a unos 45 km del mismo por carretera.

El Terminal Pisco se encuentra localizado al NE del puerto y pueblo de Pisco, en el extremo de la península de Paracas, en un lugar denominado “Punta Pejerrey”, a unos 300 km por carretera al sur de Lima, y a 132 millas náuticas desde el puerto del Callao.

Las coordenadas geográficas del Terminal Portuario “General San Martín” son:

Latitud: 13° 48' 00" W; Longitud: 76° 17' 00" W.

El Terminal Portuario “General San Martín” sirve a las ciudades de Pisco, Chincha e Ica en la región Ica; y también a las regiones del interior Huancavelica y Ayacucho. Los consumidores de fertilizantes realizan sus importaciones a través del Terminal San Martín.

El muelle del terminal da acceso directo a aguas profundas (10 Metros). El amarradero es libre, con buena defensa y amplia plataforma de trabajo construida en hormigón reforzado. Este terminal fue construido en calidad de alternativa a la terminal de contenedores del Callao. Para detalles de infraestructura del puerto San Martín ver el ANEXO 8.

#### **6.4. Ubicación de Polo Petroquímico de Poliolefinas**

En la tabla 61 se resumen las conclusiones para la localización de Polo petroquímico, para el caso de Producción de Poliolefinas o petroquímica del etano.

**Tabla 61.** Cuadro resumen Para los criterios de Selección de la Localización del Complejo de Olefinas.

<b>Criterio/Ubicación</b>	<b>Pampa Melchorita o Pampa Clarita</b>	<b>Pisco</b>
<b>Minimización de riesgos</b>	Riesgo sísmico. No tiene riesgo de tsunami debido a su altura sobre el mar.	Riesgo sísmico y de tsunamis
<b>Proximidad al Mercado</b>	Para PE y PP el puerto de exportación es el Callao. La utilización del puerto San Martín para mover contenedores desde/hasta el Callao está en cuestión, principalmente debido a la existencia de la Reserva de Paracas. Alternativamente, la carretera Panamericana podría usarse para llevar contenedores con PE y PP al Callao.	Para PE y PP el puerto de exportación es el Callao. La utilización del puerto San Martín para mover contenedores desde/hasta el Callao está en cuestión, principalmente debido a la existencia de la Reserva de Paracas. Alternativamente, la carretera Panamericana podría usarse para llevar contenedores con polietileno y PVC al Callao.
<b>Proximidad a Puerto Marítimo de Exportación</b>	Para PE y PP el puerto de exportación es el Callao. Pampa Clarita se encuentra en Lima, por lo cual en esta ubicación la industria no recibiría los incentivos que establece la ley para polos descentralizados.	Para PE y PP el puerto de exportación es el Callao.
<b>Proximidad al Mercado Nacional</b>	Para PE y PP es ideal por su cercanía a Lima por vía marítima o terrestre.	Para PE y PP es ideal por su cercanía a Lima por vía marítima o terrestre.
<b>Proximidad a Fuente de Agua Dulce</b>	Los ríos Cañete y Topara podrían cubrir parcialmente la demanda del complejo.	Los ríos Pisco y San Juan podrían cubrir parcialmente la demanda del complejo.
<b>Proximidad a Materia Prima</b>	Cerca de los Gasoductos de Camisea. Aun cuando actualmente los gasoductos de Camisea a Pisco se encuentran casi copados por la demanda, la compañía transportadora tiene proyecto en marcha para ampliar la capacidad. La fuente de Etano, estará garantizada luego del incremento de la capacidad de transporte.	Cerca de los Gasoductos de Camisea. Aun cuando actualmente los gasoductos de Camisea a Pisco se encuentran casi copados por la demanda, la compañía transportadora tiene proyecto en marcha para ampliar la capacidad. La fuente de Etano, estará garantizada luego del incremento de la capacidad de transporte.
<b>Proximidad a fuente de energía eléctrica</b>	La generación se realizaría con metano. Además tiene acceso al sistema interconectado nacional.	La generación se realizaría con metano. Además tiene acceso al sistema interconectado nacional.
<b>Efecto Sinérgico de la concentración de varias plantas en un solo Polo</b>	Se presentan ventajas de diverso orden. P. ej.: Se pueden compartir servicios (vapor, agua dulce, energía eléctrica, etc.) No obstante, la actual indeterminación sobre la aplicación de incentivos tributarios en estas localizaciones	Se presentan ventajas de diverso orden. P. ej.: Se pueden compartir servicios (vapor, agua dulce, energía eléctrica, etc.)

	reduce su puntuación.	
<b>Propiciar desarrollo de área deprimida</b>	La zona de Pisco fue devastada por el terremoto del 15.08.2007. Se favorece recuperación económica	La zona de Pisco fue devastada por el terremoto del 15.08.2007. Se favorece su recuperación económica.
<b>No afectación del medio ambiente</b>	No se prevén mayores problemas ambientales.	La Reserva de Paracas y su zona de amortiguamiento son limitantes importantes para el empleo del Puerto San Martín, por el empleo intensivo de medios de transporte para llevar la carga al puerto, como por el mayor uso del mismo.
<b>Proximidad a Zona con infraestructura y población</b>	Pisco, Cañete, Chincha.	Pisco, Cañete, Chincha.
<b>Puntaje Total<sup>37</sup></b>	225/215	198

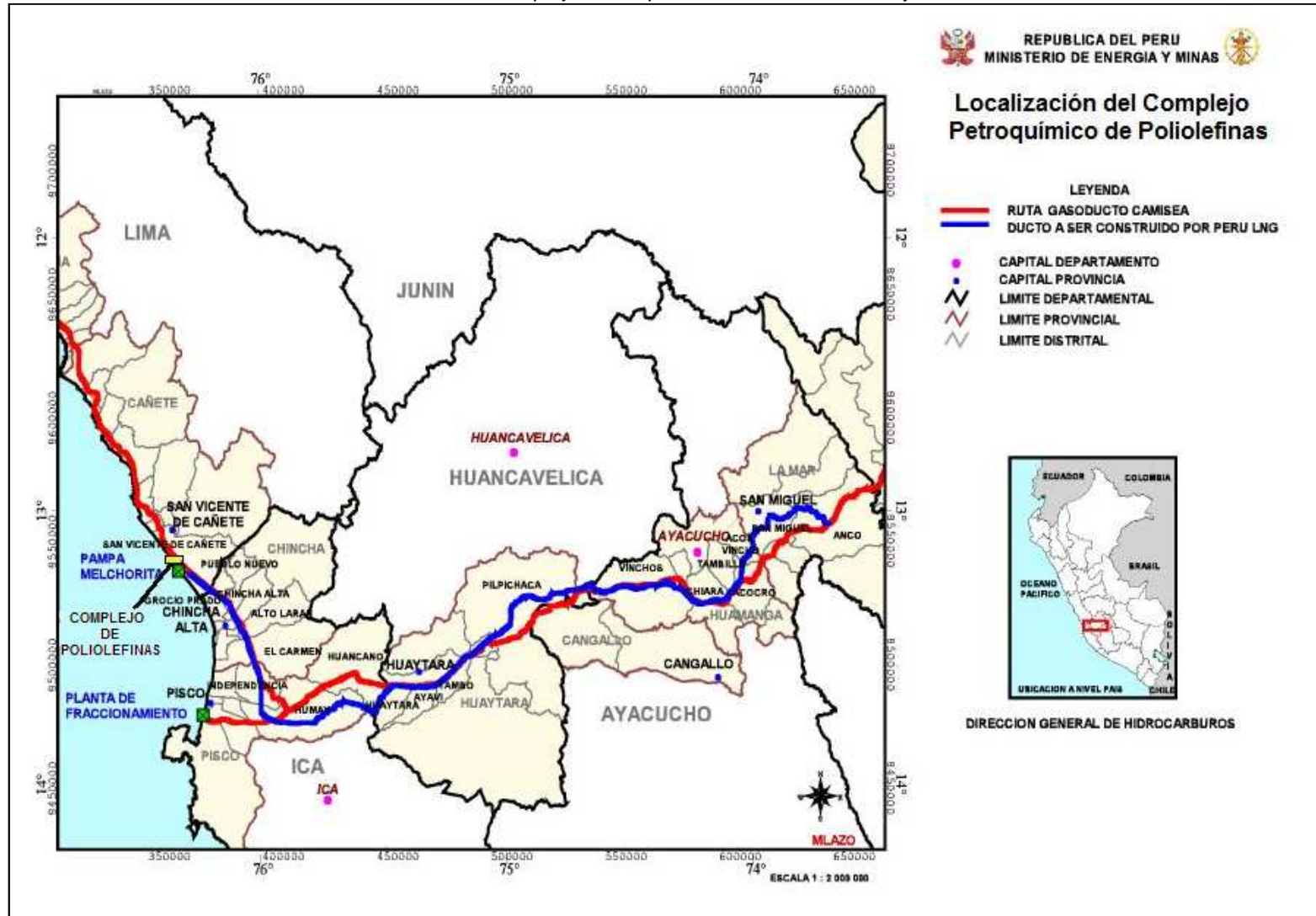
Fuente: Estudio de localización de Polo Petroquímico, Ministerio de Energía y Minas.

Del análisis presentado en el cuadro resumen se concluye que la localización para el Polo petroquímico estaría localizado en los alrededores de Pisco (zonas que no invadan la Reserva o su área de amortiguamiento), Pampa Melchorita o Pampa Clarita.

Es así que para este estudio se da por conveniente la ubicación del Complejo Petroquímico de Poliolefinas, adyacente a la planta de licuefacción de Peru LNG, en Pampa Melchorita, con la ventaja de lograr importantes efectos sinérgicos (gráfico 65); aunque por el momento, estas locaciones presentan la dificultad de la congestión que se advierte en el ducto de gas natural Camisea – Pisco, que se espera será salvada con los proyectos de ampliación del ducto actualmente en marcha.

<sup>37</sup> El puntaje ponderado es establecido en el estudio de Polo Petroquímico encargado por el Ministerio de Energía y Minas. Para más detalles ver la publicación de este estudio según R.M. N° 042-2009.

Gráfico 65. Localización del Complejo Petroquímico de Poliolefinas adyacente a Perú – LNG.





## CAPITULO VII

### ASPECTOS AMBIENTALES

Los aspectos ambientales a considerar son todos aquellos elementos de las actividades, productos o servicios relacionados con el desarrollo del Polo Petroquímico que se ubicaría en las vecindades de Melchorita, que podrían interactuar con los aspectos físicos, biológicos y socio-económicos del medio ambiente (ver tabla 62). Además al respecto existen EIA's para la región, puesto que ahí se encuentra la Planta de Licuefacción de Gas Natural de Perú LNG y más al sur la planta de Fraccionamiento de Pisco.

Los aspectos a identificar son

✚ Asociados al proceso:

- Emisiones atmosféricas
- Efluentes líquidos
- Residuos sólidos
- Contaminación del suelo
- Consumo de materias primas y recursos naturales.
- Otras cuestiones medioambientales locales que afecten a la comunidad (olores, ruidos, etc.)

✚ Asociados al producto

- necesidades de recuperación y reproceso/disposición de productos defectuosos;
- necesidades de recuperación y reproceso/disposición de envases y otros desechos de los productos.

**Tabla 62.** Asuntos ambientales asociados al Complejo petroquímico.

Proceso	Aspecto Identificado	Impactos
Producción de metanol	Metanol Producido	Contaminación de VOC's cancerígeno.
Producción de Olefinas	Emisión de CO <sub>2</sub>	Contaminación y Efecto invernadero.
Producción de Poliolefinas	-	-

## 7.1. Normativa

En general, Perú cuenta con un amplio marco legal e institucional para la gestión ambiental de los proyectos de infraestructura, incluido un proceso de Estudio de Impacto Ambiental y Social - EIAS detallado y bien desarrollado definido en los Reglamentos para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (DS-015-2006-EM), y reglamentos avanzados para la participación pública en el proceso de EIAS en el sector de energía y minas. Hay una serie de organismos especializados que suministran reglamentos y supervisión complementarios con respecto a los impactos sociales y ambientales. El Perú también cuenta con marcos legales adecuados en materia laboral, de salud y seguridad, pueblos indígenas y recursos arqueológicos.

Los estudios de impacto ambiental (EIA) y social (EIS) son una herramienta moderna para orientar los proyectos hacia el logro de sus objetivos mediante el camino ambientalmente óptimo, dentro de lo razonable económicamente.

La Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del Ministerio de Energía y Minas es la autoridad competente para conocer de los temas ambientales en el sector hidrocarburos.

### Base legal

Artículo 5º del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos - Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

Los estudios ambientales necesarios para el desarrollo de actividades de hidrocarburos son:

- Declaración de Impacto Ambiental (DIA)
- Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
- Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA-sd)

Asimismo, se consideran estudios ambientales al programa de adecuación y manejo ambiental (PAMA), al plan ambiental complementario (PAC) y al programa especial de manejo ambiental (PEMA)

Artículo 11° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos - Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

El estudio de impacto ambiental (EIA) se presenta cuando la ejecución u operación de la actividad de hidrocarburos pueda generar significativos impactos ambientales de carácter negativo en términos cuantitativos y cualitativos.

Artículo 27° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos - Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

## **7.2. Impactos ambientales, socioeconómicos y riesgos.**

El primer impacto positivo del proyecto incide directamente en la inversión de grandes capitales, así también durante la construcción la creación de oportunidades de empleo y el aumento de los ingresos para los gobiernos locales y regionales procedentes de los impuestos recaudados, así como el impulso a la economía debido al aumento de la circulación monetaria relacionada con el pago de sueldos, además de la mejora de la infraestructura actual. Con respecto a la creación de empleo, se generarán aproximadamente unos 3.000 puestos nuevos directos y 2.200 indirectos durante la fase de construcción del proyecto (2011-2015) y se crearán 150 puestos permanentes y 130 puestos indirectos durante la fase de operación de las instalaciones del Complejo Petroquímico de Olefinas<sup>38</sup>.

### **7.2.1. Impactos ambientales**

Dadas las características del emplazamiento del Complejo de Olefinas alejado de receptores humanos, y con buenas condiciones para la dispersión de las emisiones a la atmósfera, la mayoría de los impactos ambientales potenciales durante la construcción, incluido el aumento del ruido, contaminación del aire, y el polvo se consideran como de importancia menor, temporales y fáciles de mitigar con los procedimientos estándar de manejo ambiental. Para ello se deberán crear planes de gestión adecuados para estas actividades.

---

<sup>38</sup> Los estimados se toman de la planta de Licuefacción Peru LNG, por ser un proyecto de magnitud equiparable.

Los impactos ambientales potenciales de mayor preocupación son el uso del agua para el control del polvo, la compactación del suelo y la mezcla del concreto. El agua necesaria para estas actividades será extraída principalmente del curso inferior del río Cañete, El río Cañete tiene un caudal anual promedio permanente de 52 m<sup>3</sup>/s, con un caudal mínimo estimado de 7 m<sup>3</sup>/s en el punto de extracción cerca del océano, lo que el complejo de olefinas utilizaría para satisfacer las necesidades de suministro, al menos durante los primeros años.

En cuanto al ruido y vibraciones debido a su ubicación alejada de receptores, es probable que los impactos sean mínimos o nulos.

### **7.2.2. Sociales**

El complejo de olefinas estará situado en una zona sumamente árida y deshabitada comprada al Ministerio de Agricultura. Otro impacto social es la creación de empleos durante la construcción y operación del complejo, mas puede ser negativo en caso de que se creen expectativas de trabajo no realistas. La interrupción del tráfico, el aumento de los riesgos de accidentes de tráfico y el deterioro de la infraestructura de carreteras causada por el transporte de equipo pesado y de gran tamaño y (por ejemplo, tanques, turbinas) también son un impacto usual de las obras de construcción de gran tamaño. Mediante modificaciones en el diseño del proyecto, construcción de puentes que circunvalen la Carretera Panamericana y la crucen por abajo y un acceso especial al sitio de la planta desde las direcciones norte y sur de la Carretera Panamericana, estos impactos se reducirán considerablemente.

Durante la fase de operaciones, se prevé que los impactos sociales serán de poca intensidad. La planta necesitará una fuerza laboral mucho más pequeña y tendrá un impacto muy reducido sobre el transporte por carretera y agregará cerca de 100 buques tanque/año de poliolefinas al tráfico marítimo ya existente. Este tráfico adicional se suma al tráfico actual de buques que sirven al Puerto de San Martín, la terminal de Pluspetrol y la terminal de Graña Montero.

Además deberá realizarse planes de contingencias, de cumplimiento de ambiental y social, de gestión ecológica, de biorestauración, de seguridad y de monitoreo.

### 7.3. Evaluación comparativa de los aspectos ambientales entre la vía del metano y de la vía del etano.

Los impactos ambientales y sociales durante la fase operativa del proyecto serán muy limitados, de baja intensidad y relacionados principalmente con peligros operacionales. Las emisiones principales de la planta serán los gases ácidos (básicamente CO<sub>2</sub>) será dispersado en la atmósfera. La tabla 63 presenta los factores de emisión de CO<sub>2</sub><sup>39</sup> considerados para este estudio.

**Tabla 63.** Factores de Emisión para las rutas de producción de Olefinas vía metano y vía etano (TM de CO<sub>2</sub> por GJ de energía consumida)

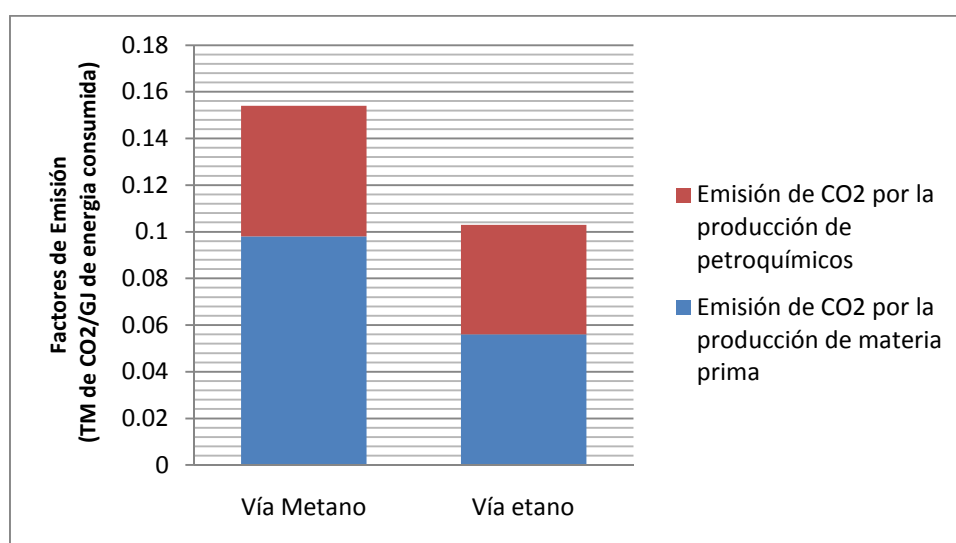
Vía metano (MTO UOP)	Vía etano (Steam Cracking) <sup>a</sup>
Producción de Materia Prima	
0.056 (Combustión del Gas Natural para la producción de Gas de Síntesis y Oxígeno) <sup>b</sup> 0.042 (Combustión del gas natural y la oxidación parcial del metano para la producción de metanol) <sup>c</sup>	0.056 (Combustión del Gas Natural para la producción de etano)
Producción de Petroquímicos	
0.056 ( Combustión del gas natural y una pequeña cantidad de subproductos combustibles )	0.047 (combustión de subproductos grado combustibles)

<sup>a</sup> La diferencia entre los factores de emisión de CO<sub>2</sub> del Cracking de Nafta y Etano, se debe a los diferentes combustibles usados. El cracking de etano emite 6Kg CO<sub>2</sub>/GJ menos que el cracking de nafta.

<sup>b</sup> Aquí se asume Gas Natural como combustible.

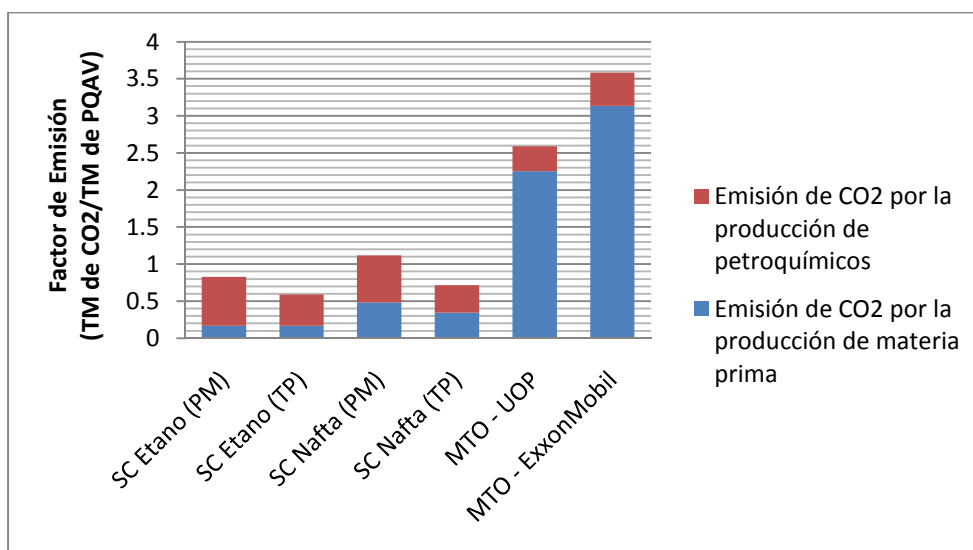
<sup>c</sup> Este factor de emisión es menor que el de gas natural debido al reformado autotérmico, a la reacción de Oxidación parcial y al reciclo de CO<sub>2</sub>.

**Grafico 66.** Comparación del estimado de emisión de CO<sub>2</sub> en cada ruta de producción de olefinas (TM CO<sub>2</sub>/GJ de energía consumida)



<sup>39</sup> Steam cracking and methane to olefins: Energy use, CO<sub>2</sub> emissions and production costs, Tao Ren, Martin K. Patel, Kornelis Blok, 2008 ([www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com))

**Grafico 67.** Comparación del estimado de emisión de CO<sub>2</sub> en cada ruta de producción de olefinas (TM de CO<sub>2</sub>/TM de PQAV)



### 7.3.1. Análisis de las Emisiones de los procesos vía metano y etano.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> para estos procesos están calculadas sobre la base de los factores de emisión de la tabla 63. Los resultados del análisis de emisiones se muestran en los Gráficos 66 y 67.

- Las emisiones de CO<sub>2</sub> son mucho mayores en los procesos por la vía del Metano (Procesos GTO), que van de 60 a 85% más, que en los procesos por la vía del Etano (producción de etano, Steam Cracking).

Cabe señalar que la mayor parte de las emisiones de CO<sub>2</sub> para la ruta del metano, se realizan durante la producción de materia prima (producción de metanol).

Al no existir normativa local o Límites Máximos Permisibles-LMP para las emisiones de CO<sub>2</sub>, realizamos un estimado del impacto que tendría la instalación de una de estos complejos. El Banco Mundial indica que las emisiones peruanas para el año 2006, fueron de 38.62 MM de TM de CO<sub>2</sub><sup>40</sup>. Si tomamos como referencias estos valores, obtenemos los incrementos que se muestran en la tabla 64.

**Tabla 64.** Cuadro comparativo del posible impacto en el incremento de las emisiones de CO<sub>2</sub>

	Vía Metano	Vía etano
TM de PQAV/Año	950,000*	800,000
TM de CO <sub>2</sub> /TM de PQAV	2.59	0.59
TM de CO <sub>2</sub> /Año	2,460,500	472,000
Incremento	6.37 %	1.22 %

\*150,000 TM de C4+ (butanos y butilenos) que son considerados como PQAV

<sup>40</sup> <http://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.KT>

## CAPITULO VIII

### ANÁLISIS ECONÓMICO

El estudio económico se basa a partir de los estimados del estudio técnico, como la capacidad de producción estimada, y la cantidad de requerimientos de materia prima y energía, de acuerdo a los balances realizados. Para la evaluación se determinaran los indicadores más importantes para este tipo de proyectos, como son el Flujo de Caja, el Valor Actual Neto – VAN, la Tasa Interna de Retorno – TIR, Tiempo de Recuperación de la Inversión (Pay - Out), además de los respectivos análisis de sensibilidad a las posibles variaciones que puedan ocurrir.

#### **8.1. Análisis Económico para la ruta de producción de Poliolefinas a partir del Metano (GTP).**

Para el estudio económico se ha tomando las siguientes consideraciones para los estimados de inversión.

- ◆ Los datos de costo de inversión para cada una de las plantas han sido proporcionados por los licenciantes de las tecnologías, en publicaciones hechas en sus portales WEBS, revistas, HandBooks, etc. Según se menciona a continuación: Planta de Metanol (Lurgi), Planta de MTO (UOP/Hydro), planta de de PEAD (Borealis), Planta de PP (Unipol).
- ◆ El análisis económico se ha realizado de forma global para todas las plantas, integrandolo como un solo complejo.
- ◆ El área estimada para el complejo es una área similar al del complejo de Perú LNG, es decir un aproximado de 500 Ha.
- ◆ Se ha utilizado un factor de escalamiento de 0.75, por tratarse de plantas de gran tamaño.
- ◆ Para el capital de trabajo se ha considerado: un capital para asegurar la disponibilidad de materia prima por 15 días, 15 días para cuentas por cobrar y 5 días para cuentas por pagar.
- ◆ Se toma como precio de materia prima, el precio del gas natural determinado para la industria petroquímica, según el proceso de licitación para la selección de compradores de gas natural para uso en la industria petroquímica basada

en metano, en convocatoria realizada por Pluspetrol en fecha 20 de septiembre de 2007, y en la cual se fijo un precio de 3,086 US\$/MMBTU (Ver ANEXO 9).

- ◆ Los precios de los productos son precios internacionales en la Costa del Golfo (USGC) (Ver ANEXO 9).
- ◆ Se ha empleado para los cálculos un stream factor que abarque 8500 horas (95%).
- ◆ Para el cálculo de producción se trabaja con 80% de la capacidad instalada tanto para las plantas de Olefinas como de polimerización, para evitar los cuellos de botella ante un crecimiento eventual de la demanda.
- ◆ Se considera un 30% de la utilidad bruta como Impuesto a la Renta y un 12 % como tasa de actualización o de descuento, la depreciación de los activos fijos es de 10 años y es lineal, según normativa vigente.
- ◆ Se ha tomado en cuenta los beneficios tributarios indicados por ley para la instalación y operación de plantas petroquímicas, como la exoneración de impuestos (Ver ANEXO 11 de Aspectos Legales).

### 8.1.1. Estimado de la Inversión

El estimado de la inversión se realiza a partir de los costos de inversión ISBL establecidos por los licenciantes para sus plantas de referencia estándar, que se encuentran en la bibliografía (Ver tabla 65). Es así que, para el estimado de inversión total del complejo de Olefinas a partir del metano (Gas Natural), se determina el costo de OSBL e ítems adicionales, según se muestra en la tabla 66.

**Tabla 65.** Estimados de Inversión indicados por los Licenciantes.

<i>MM US\$</i>	<i>Metanol</i>	<i>MTO</i>	<i>HDPE USGC</i>	<i>PP USGC</i>	<i>Total</i>
<b>Capacidad</b>	2.5 MM TMA	1 MM TMA	0.5 MM TMA	0.5 MM TMA	1 MM TMA
<b>Precios ISBL</b>	388.7	211.25	142.47	85.98	828.4

<b>Precios ISBL MM US\$ Perú</b>	388.7	211.25	173.28	103.176	<b>874.09</b>
----------------------------------	-------	--------	--------	---------	---------------

<b>Factor de escalamiento=</b>	0.75
<b>Factor de Localización=</b>	1.2



## 8.1.2. Precio del Gas Natural

Factores que determinan el precio del Gas Natural:

- ✚ El precio del Gas depende de las condiciones de mercado local y regional, combustibles sustitutos, economía de mercado y el costo para entregarlo al cliente.
- ✚ En algunos países en desarrollo el precio está regulado y sujeto a la acción de un organismo administrativo.
- ✚ Algunos contratos indexan el precio del gas con los precios de los productos de petróleo (Combustibles ligeros o pesados del petróleo). Por Ej. Gas de Noruega y Rusia a Europa, Bolivia a Brasil y LNG a Japón.
- ✚ En mercados liberalizados (EEUU y Reino Unido) el precio es fijado por la competencia directa del gas en el mercado. Los reportes de precios y cotización de commodity (NYMEX y ICE Futures) fijan los precios mensuales (Henry Hub Index) y los precios diarios (Henry Hub y Heren Index).
- ✚ Precio regulado, el precio del mercado o de un segmento de éste es establecido por la agencia reguladora. El precio del gas al consumidor esta dado por:  

Precio del gas en boca de pozo + transporte + distribución.
- ✚ Precios en los mercados vecinos.
- ✚ Diferenciación de Precios entre los Clientes:
  - Por el tipo de cliente (Eléctrico, Industrial).
  - Por el tipo de Servicio (Continuo vs interrumpible)
  - Como incentivo para instalar calefacción de gas

### 8.1.2.1. Estimación del Precio de Gas Natural

Se va a determinar cuál sería el costo de oportunidad de importar Gas Natural, tomando como Referencia el Precio de Gas Natural Henry Hub (Erath, Louisiana, EEUU).

Para ello se va a dar algunas características de este precio referencial. El Gas Natural en los Estados Unidos debe cumplir especificaciones de calidad y de poder calorífico, que son regulados por entidades administrativas en ese país.

**Tabla 66.** Características del Henry Hub.

<b>Cotización (03/08/10)</b>	4.712 US\$/MMBTU
<b>Precio de Cotización</b>	Dólares y centavos de U.S. por mmBtu.
<b>Incremento mínimo del precio</b>	\$0.001 (0.1¢) por mmBtu
<b>Máximo precio de fluctuación diario.</b>	\$3.00 por mmBtu para todos los meses.
<b>Grado y Especificaciones de Calidad</b>	Gas Natural que cumpla las especificaciones establecidas por la Federal Energy Regulatory Commission-FERC y la Sabine Pipe Line Company.
<b>Cambio de la Regla</b>	Estos contratos se encuentran sujeto a las normas y reglamentos de la New York Mercantile Exchange - NYMEX.

Fuente: CME Group

Las especificaciones de Calidad del Gas Henry Hub son aprobadas por la *Federal Energy Regulatory Commission – FERC* y la Sabine Pipe Line Company.

Como ejemplo se muestra el reporte de calidad que proporciona diariamente la Sabine Pipe Line Company (03/08/2010), además de las ya indicadas en la tabla 26 (Especificaciones en las redes de distribución de California)

**Tabla 67.** Calidad del Gas en las redes de distribución de la Sabine Pipe Line Company

Componente	Valor	Unidad
BTU	1033.3302	Btu/cf
CO2	1.1225	Volume %
GRVTY	0.5850	Volume %
N2	0.2020	Volume %

Fuente: Sabine Pipe Line LLC

Para la estimación del Costo de oportunidad se toman estimados de costos de Licuefacción, transporte en Buques Metaneros, Regasificación (estimados indicados por el MEM y Osinergmin)

**Tabla 68.** Costo de Oportunidad Mercado Interno

	US\$/MMBTU
Precio GN Henry Hub (03/08/10)	4.712
Costo Licuefacción y Embarque	1.49
Costo Transporte (Buque Metanero)	0.55
Costo Regasificación	0.5
Precio puesto en Callao	7.252
Precio Consumidor Final	7,252

**Tabla 69.** Cálculo del Precio Netback

	US\$/MMBTU
Precio Consumidor Final	7.252
Costo de Transporte – TGP (Citygate-Lurin)	1
Costo de Oportunidad - Boca de Pozo Camisea	6.252

**Tabla 70.** Comparación en Boca de Pozo con los precios

US\$/MMBTU	Lote 88	Precio Netback en Boca de pozo	Margen
Petroquímica	3.09	6.252	3.162
Industrial	2.67	6.252	3.582
Generación Eléctrica	1.58	6.252	4.672
Residencial	0.95	6.252	5.302
GNV	0.8	6.252	5.452

Fuente: MEM, Osinergmin

El precio que se estima para el presente estudio, corresponde al precio de Gas Natural en Boca de Pozo destinado a la Industria Petroquímica (CF Industries), más un plus adicional de costo por transporte hasta Pampa Melchorita.

**Tabla 71.** Estimado de precio de GN para petroquímica puesto en Melchorita

	US\$/MMBTU
Precio de Gas Petroquímica - Boca de Pozo Camisea	3.09
transporte (Melchorita)	0.7
Precio del Gas(Melchorita)	3.79

De esta manera se estimará los análisis económicos con un precio estimado de 3.8 US\$/MMBTU (1 centavo de US\$ de margen adicional). A fin de evaluar las posibles fluctuaciones del precio, se realizara un análisis de sensibilidad respectivo.

**Tabla 72. INVERSION FIJA PARA EL COMPLEJO PETROQUÍMICO DE POLIOLEFINAS VÍA METANO EN MM US\$**

<b>ISBL</b>			<b>MM US\$</b>
<b>A</b>	Equipos		405.69
<b>B</b>	Montaje (% de A)	20.0%	81.14
<b>C</b>	Ingeniería (% de A)	16.0%	64.91
<b>D</b>	Licencia de Operación (% de A)	10.5%	42.60
<b>E</b>	Utilidad del Contratista (% de A)	9.0%	36.51
<b>F</b>	Seguros de Flete, Manipulación y Riesgos (% de A)	25.0%	101.42
<b>G</b>	Supervisión (% de A)	5.0%	20.28
<b>H</b>	Inspección (% de A, B, C, D, E, F, G)	1.0%	7.53
<b>I</b>	Riesgos y Contingencias (% de A, B, C, D, E, F, G, H)	15.0%	114.01
<b>Sub-Total</b>			<b>874.09</b>

<b>OSBL</b>			<b>MM US\$</b>
<b>J</b>	Sistemas de Generación de Servicios (vapor, agua de enfriamiento, agua desmineralizada, planta de aire)(% de A).	27.0%	109.54
<b>K</b>	Sistemas de Tratamiento de residuos (% de A).	20.5%	83.17
<b>L</b>	Sistemas de Tratamiento de agua fresca (% de A).	15.5%	62.88
<b>M</b>	Sub-Estación Primaria, Transmisión y Distribución (% de A).	18.5%	75.05
<b>N</b>	Construcciones de Cuarto de Control, Administración y Almacenes (% de A).	2.0%	8.11
<b>O</b>	Almacenamiento de Producto terminado (% de A).	26.0%	105.48
<b>P</b>	Flare (quemador) (% de A).	7.0%	28.40
<b>Sub-Total</b>			<b>472.63</b>

<b>Ítems Adicionales</b>			<b>MM US\$</b>
<b>Q</b>	Costo del Terreno.		5.00
<b>R</b>	Preparación del área para la construcción y pilotaje. Remoción de equipo existente o construcciones enterradas. Gastos de Sobre tiempo.		0.10
<b>S</b>	Construcción del Campamento para la Construcción.		0.10
<b>T</b>	Construcción de los Almacenes de la Carga.		0.50
<b>U</b>	Construcciones de Laboratorio, Areas de Mantenimiento.		1.00
<b>V</b>	Arranque y operaciones iniciales.		1.50
<b>W</b>	Repuestos.		2.00
<b>X</b>	Costos de Permisos para Operar (Municipalidad, Región, DGH, OSINERG, DIGESA, etc.).		1.00
<b>Y</b>	Costos de Estudios Ambientales (EIA, Plan de Contingencias, Estudios de Riesgos, etc.), Sociales y de Mercado		0.50
<b>Z</b>	Gastos Administrativos y Operativos (personal propio, auditorías, asesorías, sistemas, entrenamientos, estudios especializados, relaciones públicas, etc.)		50.00
<b>ZZ</b>	Contingencias (Apoyo social, Constit. de Empresa, Asesorías, Bancos, etc.)		2.00
<b>Sub-Total</b>			<b>63.70</b>

<b>Inversión Total Fija (ISBL + OSBL + Adicionales)</b>		<b>MM US\$</b>
		<b>1,410.42</b>

Para el capital de trabajo se ha considerado: un capital para asegurar la disponibilidad de materia prima por 15 días, 15 días para cuentas por cobrar y 5 días para cuentas por pagar.

**Tabla 73. Capital de Trabajo**

	<b>MM US\$</b>
Costo por Materia Prima (15 días de carga)	12.34
Cuentas por Pagar (5 días)	-4.11
Cuentas por Cobrar (15 días)	34.02
<b>Total Capital de Trabajo</b>	<b>42.25</b>

### 8.1.2.2. INGRESOS ANUALES

**Tabla 74. Ingresos Anuales**

		<b>VALOR VENTA UNITARIO</b>	<b>VALOR</b>
	<b>PRODUCCION</b>		
<b>PRODUCTO</b>	<b>M TM</b>	<b>US\$/TM</b>	<b>MM US\$</b>
PEAD	400.0	981.00	392.40
PP	400.0	882.00	352.80
Butilenos & Butanos <sup>41</sup>	150.0	551.00	82.65
<b>Total</b>	<b>950.0</b>		<b>827.85</b>

### 8.1.2.3. EGRESOS

La tabla 75 indica todos los egresos que se generan por concepto de materia prima y gastos operatorios y de producción.

#### **Materia Prima y Producción (por Año)**

Precio de Gas <sup>42</sup>	<b>3.8</b>	<b>US\$</b>	<b>40</b>	<b>MJ</b>	<b>1</b>	<b>MMBTU</b>	<b>1</b>	<b>M3=</b>	<b>211.9</b>	<b>US\$</b>
		<b>MMBTU</b>	<b>1</b>	<b>M3</b>	<b>1055</b>	<b>MJ</b>	<b>0.000680</b>	<b>TM</b>		<b>TM</b>

<sup>41</sup> Butilenos y Butanos son subproductos que se obtienen por la ruta del metano. Que no se contemplaron como parte del estudio de mercado, ni como productos objetivo, pero que a efectos de evaluar económicamente deben ser considerados por representar 15% del rendimiento en base carbono y ser considerados como PQAV. Los subproductos obtenidos como fuel no son considerados.

<sup>42</sup> Precio del Gas Natural Ver anexo 9.

<b>MATERIA PRIMA</b>	<b>M TM</b>	<b>US\$/TM</b>	<b>MM US\$</b>
Metano	1,417.0	211.88	300.23
<b>Total Carga</b>	<b>1,417.0</b>		

**Total Costo por Materia Prima** **300.23**

Tabla 75. Egresos por concepto de Costos Fijos, Costos Variables y Materia Prima

<b>Costos Fijos</b>			<b>MM\$/Año</b>	<b>%</b>	
1	Mantenimiento (% de Inv. Fija)	2.5%	35.68		
2	Seguros (% de Inv. Fija)	0.5%	7.05		
3	Trabajadores (Ingr. Mensual + Todos los Beneficios)	200p x \$2500	7.00		
4	Depreciación		141.04		
5	Otros (Auditorías Técnica / Económica, Monitoreos)		0.50		
<b>Sub-Total</b>			<b>191.28</b>	<b>30.87%</b>	
<b>Costos Variables</b>		<b>US\$/TM</b>	<b>Capacidad TM/AÑO</b>	<b>MM\$/Año</b>	
6	Catalizadores y Químicos	59	800,000	47.51	
7	Servicios Industriales (Utilities)	29	800,000	23.51	
<b>Sub-Total</b>			<b>71.02</b>	<b>11.46 %</b>	
<b>Materia Prima</b>		<b>M TM/ Año</b>	<b>Precio \$/ TM</b>	<b>MM\$/Año</b>	
8	Metano	1,417	211.88	300.23	
<b>Sub-Total</b>			<b>300.23</b>	<b>48.46%</b>	
<b>Impuestos</b>			<b>MM\$/Año</b>		
Aranceles (% de 8)		15%	0.00		
IGV (% de 8 y Materia Prima)		19%	57.04		
<b>Sub-Total</b>			<b>57.04</b>	<b>9.21%</b>	
<b>Total Egresos</b>			<b>619.57</b>	<b>100%</b>	

**Tabla 76. Flujo de Caja en MMUS\$**

<b>Año de Operación</b>	<b>INVERSION</b>					<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
	<b>-4</b>	<b>-3</b>	<b>-2</b>	<b>-1</b>																
<i>Ingresos (Venta)</i>						827.85	827.85	827.85	827.85	827.85	827.85	827.85	827.85	827.85	827.85	827.85	827.85	827.85	827.85	827.85
<i>Egresos</i>						619.57	619.57	619.57	619.57	619.57	619.57	619.57	619.57	619.57	619.57	478.53	478.53	478.53	478.53	478.53
<b>Utilidad Bruta</b>						<b>208.28</b>	<b>208.28</b>	<b>208.28</b>	<b>208.28</b>	<b>208.28</b>	<b>208.28</b>	<b>208.28</b>	<b>208.28</b>	<b>208.28</b>	<b>208.28</b>	<b>349.32</b>	<b>349.32</b>	<b>349.32</b>	<b>349.32</b>	<b>349.32</b>
<i>Gastos Operativos (de Ventas, Generales y administrativos)</i>	-4	-12	-17	-17		92.94	92.94	92.94	92.94	92.94	92.94	92.94	92.94	92.94	92.94	92.94	92.94	92.94	92.94	92.94
<b>Utilidad Operativa</b>						<b>115.34</b>	<b>115.34</b>	<b>115.34</b>	<b>115.34</b>	<b>115.34</b>	<b>115.34</b>	<b>115.34</b>	<b>115.34</b>	<b>115.34</b>	<b>115.34</b>	<b>256.38</b>	<b>256.38</b>	<b>256.38</b>	<b>256.38</b>	<b>256.38</b>
<i>Impuestos (30% UO)</i>						34.60	34.60	34.60	34.60	34.60	34.60	34.60	34.60	34.60	34.60	76.91	76.91	76.91	76.91	76.91
<b>Utilidad Operativa después de Impuestos</b>						<b>80.74</b>	<b>80.74</b>	<b>80.74</b>	<b>80.74</b>	<b>80.74</b>	<b>80.74</b>	<b>80.74</b>	<b>80.74</b>	<b>80.74</b>	<b>80.74</b>	<b>179.47</b>	<b>179.47</b>	<b>179.47</b>	<b>179.47</b>	<b>179.47</b>
<i>Depreciación</i>						141.04	141.04	141.04	141.04	141.04	141.04	141.04	141.04	141.04	141.04					
<i>Capital de Trabajo</i>				-42.25																
<i>Inversiones</i>	-207.56	-340.60	-406.12	-406.12																
<b>Flujo de Caja</b>	<b>-211.56</b>	<b>-352.60</b>	<b>-423.12</b>	<b>-423.12</b>	<b>#</b>	<b>221.78</b>	<b>221.78</b>	<b>221.78</b>	<b>221.78</b>	<b>221.78</b>	<b>221.78</b>	<b>221.78</b>	<b>221.78</b>	<b>221.78</b>	<b>221.78</b>	<b>179.47</b>	<b>179.47</b>	<b>179.47</b>	<b>179.47</b>	<b>179.47</b>

Tasa de descuento	12%
-------------------	-----

VAN (MMUS\$) al 12%	8.74
---------------------	------

TIR	12.12%
-----	--------

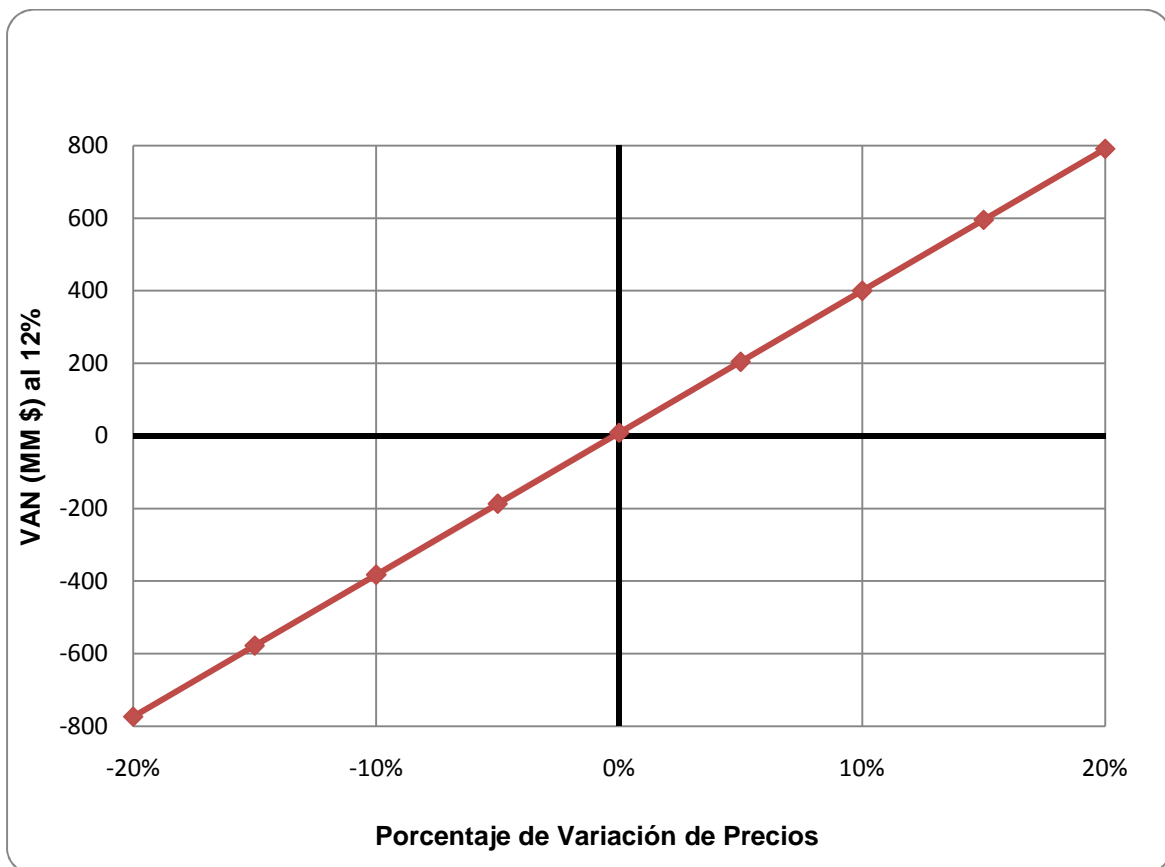
Tiempo de Recuperación de la Inversión	4.8 años
PAY - OUT :	

### 8.1.2. Análisis de riesgo y Sensibilidad

Tabla 77. Sensibilidad a los Precios de Productos

	Base								
Variación	-20%	-15%	-10%	-5%		5%	10%	15%	20%
Precio PEAD \$/TM	784.80	833.85	882.90	931.95	<b>981.00</b>	1030.05	1079.10	1128.15	1177.20
Precio PP \$/TM	705.60	749.70	793.80	837.90	<b>882.00</b>	926.10	970.20	1014.30	1058.40
<b>VAN (MMUS\$) al 12% :</b>	<b>-773.83</b>	<b>-578.18</b>	<b>-382.54</b>	<b>-186.90</b>	<b>8.74</b>	204.38	400.03	595.67	791.31
<b>TIR :</b>	<b>-0.67%</b>	3.19%	6.47%	9.41%	<b>12.12%</b>	14.66%	17.08%	19.41%	21.66%
<b>PAY - OUT (años) :</b>	13.7	10.7	8.8	7.5	<b>6.6</b>	5.8	5.2	4.7	4.3

Grafico 68. Sensibilidad a los Precios de Productos

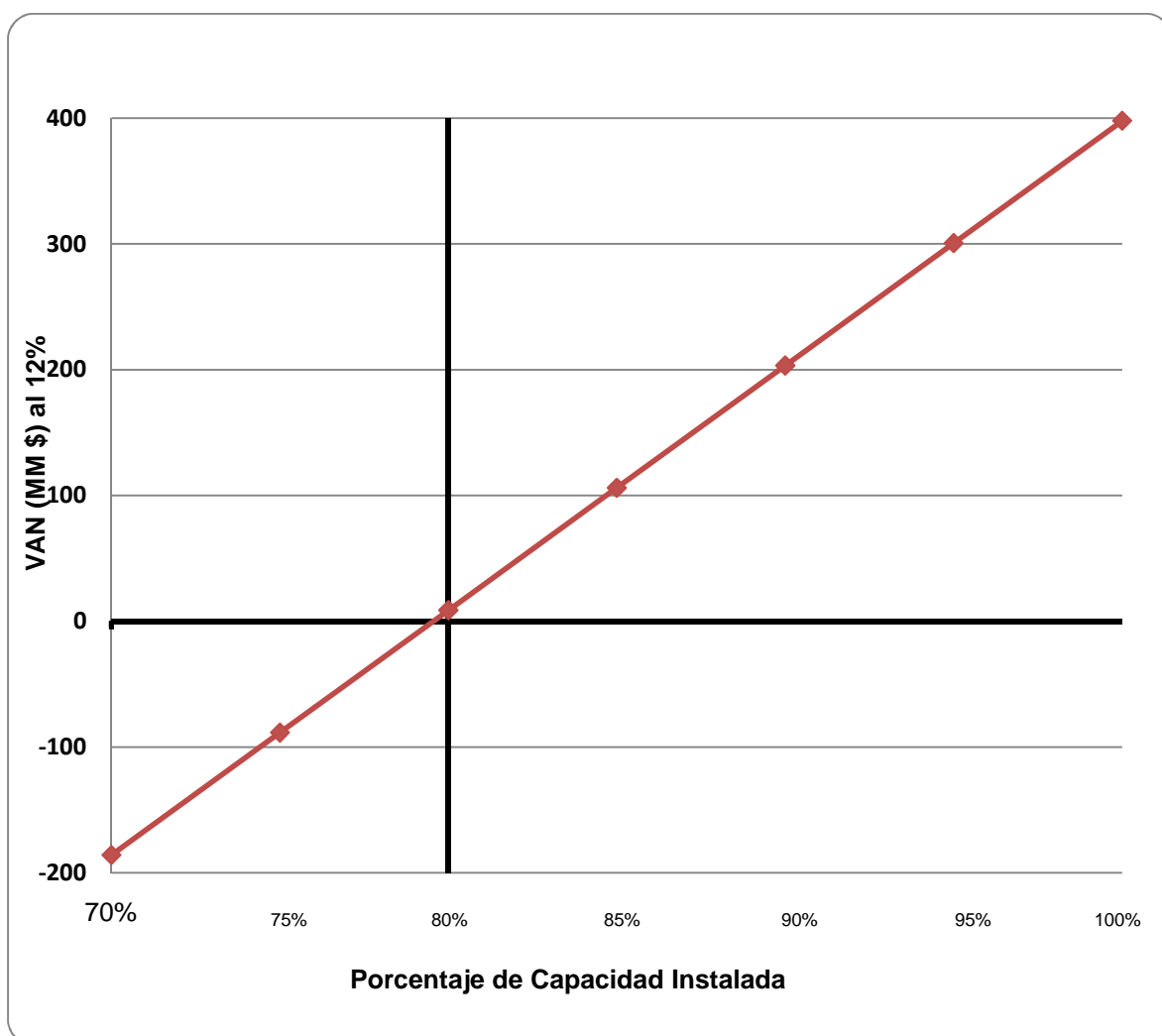




**Tabla 78. Sensibilidad a la Capacidad de Producción**

	BASE						
Variación	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
Producción PEAD (TM)	350.00	375.00	<b>400.00</b>	425.00	450.00	475.00	500.00
Producción PP (TM)	350.00	375.00	<b>400.00</b>	425.00	450.00	475.00	500.00
Producción de C4+ (TM)	131.25	140.63	<b>150.00</b>	159.38	168.75	178.13	187.50
<b>VAN (MMUS\$) al 12% :</b>	<b>-185.80</b>	<b>-88.53</b>	<b>8.74</b>	106.02	203.29	300.56	397.84
<b>TIR :</b>	9.42%	10.79%	<b>12.12%</b>	13.40%	14.64%	15.85%	17.03%
<b>PAY - OUT (años) :</b>	7.5	7.0	<b>6.6</b>	6.2	5.8	5.5	5.2

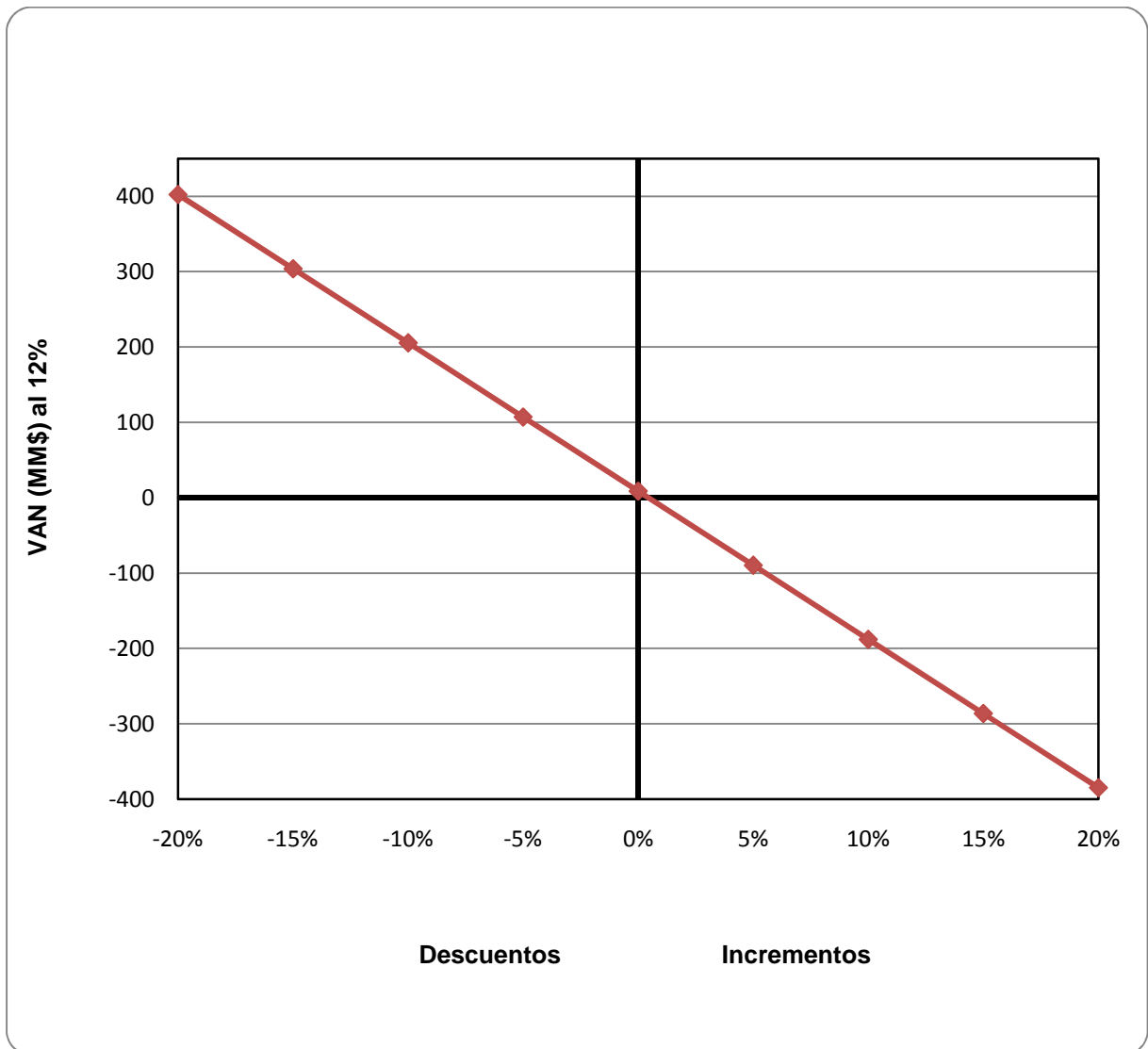
**Grafico 69. Sensibilidad a la Capacidad de Producción**



**Tabla 79. Sensibilidad a los Precios de la Materia Prima (Gas Natural)**

	<b>Incrementos</b>				<b>Base</b>	<b>Descuentos</b>			
<i>Variación</i>	<b>20%</b>	<b>15%</b>	<b>10%</b>	<b>5%</b>		<b>-5%</b>	<b>-10%</b>	<b>-15%</b>	<b>-20%</b>
<i>Precio GN \$/TM</i>	254.25	243.66	233.06	222.47	<b>211.88</b>	201.28	190.69	180.09	169.50
<b>VAN (MMUS\$) al 12% :</b>	<b>-384.67</b>	<b>-286.32</b>	<b>-187.96</b>	<b>-89.61</b>	<b>8.74</b>	107.10	205.45	303.80	402.15
<b>TIR :</b>	6.46%	7.96%	9.40%	10.78%	<b>12.12%</b>	13.41%	14.68%	15.91%	17.12%
<b>PAY - OUT (años) :</b>	8.9	8.1	7.5	7.0	<b>6.6</b>	6.1	5.8	5.5	5.2

**Grafico 70. Sensibilidad a los Precios de la Materia Prima (Gas Natural)**



## 8.2. Análisis Económico para la ruta de producción de Poliolefinas a partir del Etano.

Para el estudio económico se ha tomado las siguientes consideraciones para los estimados de inversión.

- ◆ Los datos de costo de inversión para cada una de las plantas han sido proporcionados por los licenciantes de las tecnologías, en publicaciones hechas en sus portales WEBS, magazines, Handbooks, etc. Según se menciona a continuación: Planta de separación de etano (Technip), Planta de Steam Cracking (CB&I Lummus), planta de de PEAD (Borealis), PELBD (Univation Technologies).
- ◆ El análisis económico se ha realizado de forma global para todas las plantas, integrandolo como un solo complejo de poliolefinas.
- ◆ Los escalamientos se han realizado considerando un factor de escalamiento de 0.75<sup>43</sup>, un factor de localización de 1.2 y los índices económicos que se muestran en el ANEXO 9.
- ◆ El área estimada para el complejo es una área similar al del complejo de Perú LNG, es decir un aproximado de 500 Ha.
- ◆ Para el capital de trabajo se ha considerado un capital para asegurar la disponibilidad de materia prima para 15 días, 15 días para cuentas por cobrar y 5 días para cuentas por pagar.
- ◆ Los precios de la materia prima y los productos son precios internacionales en la Costa del Golfo (USGC).
- ◆ Se ha empleado para los cálculos un stream factor que abarque 8500 horas (97 %)<sup>44</sup>.
- ◆ Para el cálculo de producción se trabaja con 80% de la capacidad instalada tanto para las plantas de Olefinas como de polimerización, para evitar los cuellos de botella ante un crecimiento eventual de la demanda.

---

<sup>43</sup> Se estimo dicho valor de acuerdo a lo indicado para Plantas Grandes, en el *Steam Cracking Economic Data*, Petrochemical Processes. Alain Chauvel - Gilles Lefebvre.

<sup>44</sup> Stream Factor utilizado por CB&I Lummus para sus proyectos de olefinas. "Lummus Technology Ethylene Project Planning Tool"

- ◆ Se considera un 30% de la utilidad bruta como Impuesto a la Renta y un 12 % como tasa de actualización o de descuento.
- ◆ Se ha considerado un promedio de 200 personas en puestos permanentes durante el tiempo de operación de la planta, con un sueldo promedio de 2,600 \$ (incluyendo beneficios).
- ◆ La depreciación de los activos fijos es de 10 años y es lineal, según indica la normativa vigente.
- ◆ Se ha tomado en cuenta los beneficios tributarios indicados por ley para la instalación y operación de plantas petroquímicas, como la exoneración de impuestos Ver ANEXO 11 de Aspectos Legales.

### 8.2.1. Estimación de la inversión

Tabla 80. Estimación de la Inversión ISBL/OSBL para las 4 plantas

(MM US\$)	<b>Separadora-USGC</b>	<b>Cracker-Perú</b>	<b>HDPE USGC</b>	<b>LLDPE USGC</b>	<b>Total</b>
<i>Capacidad</i>	1000 MMPCD	1 MM TMA	0.5 MM TMA	0.5 MM TMA	1 MM TMA
<i>ISBL</i>	85	270.9	142.47	190	688.37
<b>ISBL corregido a Perú</b>	102	270.9	170.964	228	771.85

<b>Factor de escalamiento=</b>	0.75
<b>Factor de Localización=</b>	1.2

### 8.2.2. Precio del Etano

El Precio Internacional del etano es referencial en Mont Belvieu, Texas, EEUU y es considerado como un líquido del gas natural, por lo que su precio se establece en US\$ por galón.

Tabla 81. Características del Precio Etano Mont Belvieu

<b>Precio Cotizado (Agosto 2010)</b>	0.46794 US\$/galón
<b>Lugar</b>	Mont Belvieu, Texas
<b>Precio de Cotización</b>	Dólares y centavos de U.S. por galón.
<b>Mínima fluctuación</b>	\$0.00001 por galón.
<b>Cambio de la Regla</b>	Estos contratos se encuentran sujeto a las normas y reglamentos de NYMEX.

Fuente: CME Group

**Tabla 82.** Costo de Oportunidad del Etano

	US\$/MMBTU
<b>Precio Etano Mont Belvieu (actual)</b> <sup>45</sup>	4.6
<b>Costo Licuefacción y Embarque</b>	1.49
<b>Costo Transporte (Buque Metanero)</b>	0.6
<b>Costo Regasificación</b>	0.5
<b>Precio puesto en Melchorita</b>	7.19

**Tabla 83.** Cálculo del Precio Netback para el Etano

	US\$/MMBTU
<b>Precio Final</b>	7.19
<b>Costo de Transporte - TGP (Melchorita)</b>	0.7
<b>Costo de Oportunidad - Boca de Pozo Camisea</b>	6.49

#### 8.2.2.1. Estimado del precio Local de Etano

Para determinar el precio local se asume el precio inicial de costo de gas natural en boca de pozo para petroquímica, se le adiciona un costo por transporte hasta melchorita y un costo estimado de separación de etano.

**Tabla 84.** Precio del etano en Melchorita

	US\$/MMBTU	
<b>Precio de Gas Petroquímica - Boca de Pozo Camisea</b>	3.09	
<b>Transporte (Melchorita)</b>	0.7	
<b>Costo de separación de etano</b>	0.8	
<b>Precio del Etano (Melchorita)</b>	4.59	US\$/MMBTU
	0.461	US\$/gal.

**Tabla 85.** Margen de precio del Etano USA vs Etano Camisea

	US\$/MMBTU
<b>Margen de Etano (USA) vs Etano (Camisea)</b>	1.90

<sup>45</sup> Mont Belvieu Ethane (OPIS) Swap Futures, Updated 05/08/2010 06:00 PM. [http://www.cmegroup.com/trading/energy/petrochemicals/mont-belvieu-ethane-opis-5-decimals-swap\\_quotes\\_settlements\\_futures.html#prodType=undefined](http://www.cmegroup.com/trading/energy/petrochemicals/mont-belvieu-ethane-opis-5-decimals-swap_quotes_settlements_futures.html#prodType=undefined)

**Tabla 86. INVERSION FIJA PARA EL COMPLEJO PETROQUIMICO DE POLIOLEFINAS VÍA ETANO EN MM US\$**

<b>ISBL</b>		<b>% Estimado</b>	<b>MM US\$</b>
1	Equipos		357.27
2	Montaje (% de 1)	20.0%	71.45
3	Ingeniería (% de 1)	16.0%	57.16
4	Licencia de Operación (% de 1)	10.5%	37.51
5	Utilidad del Contratista (% de 1)	9.0%	32.15
6	Seguros de Flete, Manipulación y Riesgos (% de 1)	25.5%	91.10
7	Supervisión (% de 1)	5.0%	17.86
8	Inspección (% de 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7)	1.0%	6.65
9	Riesgos y Contingencias (% de 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8)	15.0%	100.68
<b>Sub-Total</b>			<b>771.85</b>

<b>OSBL</b>			<b>MM US\$</b>
10	Sistemas de Generación de Servicios (vapor, agua de enfriamiento, agua desmineralizada, planta de aire)(% de 1).	27.0%	96.46
11	Sistemas de Tratamiento de residuos (% de 1).	20.5%	73.24
12	Sistemas de Tratamiento de agua fresca (% de 1).	15.5%	55.38
13	Sub-Estación Primaria, Transmisión y Distribución (% de 1).	18.5%	66.10
14	Construcciones de Cuarto de Control, Administración y Almacenes (de 1).	2.0%	7.15
15	Almacenamiento de Producto terminado (% de 1).	26.0%	92.89
16	Flare (% de 1).	7.0%	25.01
<b>Sub-Total</b>			<b>416.22</b>

<b>Ítems Adicionales</b>			<b>MM US\$</b>
17	Costo del Terreno.		5.00
18	Preparación del área para la construcción y pilotaje. Remoción de equipo existente o construcciones enterradas. Gastos de Sobretiempo.		0.10
19	Construcción del Campamento para la Construcción.		0.10
20	Construcción de los Almacenamientos de la Carga.		0.50
21	Construcciones de Laboratorio, Areas de Mantenimiento.		1.00
22	Arranque y operaciones iniciales.		1.50
23	Repuestos.		2.00
24	Costos de Permisos para Operar (Municipalidad, Región, DGH, OSINERG, DIGESA, etc.).		1.00
25	Costos de Estudios Ambientales (EIA, Plan de Contingencias, Estudios de Riesgos, etc.), Sociales y de Mercado		0.50
26	Gastos Administrativos y Operativos (personal propio, auditorías, asesorías, sistemas, entrenamientos, estudios especializados, relaciones públicas, etc.)		50.00
27	Contingencias (Apoyo social, Constit. de Empresa, Asesorías, Bancos, etc.)		2.00
<b>Sub-Total</b>			<b>63.70</b>

<b>Inversión Total Fija (ISBL + OSBL + Adicionales)</b>		<b>MM US\$</b>
		<b>1,251.78</b>

### 8.2.2.2. Materia Prima y Producción (por Año)

<b>precio de etano<sup>46</sup></b>	<b>0.461</b>	<b>US\$</b>	<b>1</b>	<b>M3</b>	<b>264.17</b>	<b>gal</b>	<b>1000</b>	<b>M3=</b>	<b>222.70</b>	<b>US\$</b>
		<b>gal</b>	<b>546.49</b>	<b>kg</b>	<b>1</b>	<b>M3</b>	<b>1</b>	<b>TM</b>		<b>TM</b>

Densidad etano (líquido a 15°C y 1 atm)= 546.49 Kg/m3

<b>MATERIA PRIMA</b>	<b>MTM</b>	<b>\$/TM</b>	<b>MM US\$</b>
Etano	970.0	222.70	216.02
<b>Total Carga</b>	<b>970.0</b>		

**Total Costo por Materia Prima** **216.02**

<b>CAPITAL DE TRABAJO</b>	<b>MM US\$</b>
Costo por Materia Prima (15 días de carga)	8.88
Cuentas por Pagar (5 días)	-2.96
Cuentas por Cobrar (15 días)	31.71
<b>Total Capital de Trabajo</b>	<b>37.63</b>

### 8.2.2.3. INGRESOS ANUALES

Tabla 87. Ingresos por concepto de venta de producto

	<b>PRODUCCION</b>	<b>VALOR VENTA UNITARIO</b>	<b>VALOR</b>
<b>PRODUCTO</b>	<b>MTM</b>	<b>\$/TM</b>	<b>MM US\$</b>
PEAD	400.0	948.00	379.20
PELBD	400.0	981.00	392.40
<b>Total</b>	<b>800.0</b>		<b>771.60</b>

<sup>46</sup> Precio equivalente a 4.59 US\$/MMBTU estimado a partir del Gas de Camisea,

#### 8.2.2.4. EGRESOS

Tabla 88. Egresos por concepto de Materia Prima y Costos de Operación.

<b>Costos Fijos</b>			<b>MM\$/Año</b>	<b>%</b>	
<b>A</b>	Mantenimiento (% de Inv. Fija)	2.5%	31.67		
<b>B</b>	Seguros (% de Inv. Fija)	0.5%	6.26		
<b>C</b>	Trabajadores (Ingr. Mensual + Todos los Beneficios)	200 p x \$2600	7.28		
<b>D</b>	Depreciación		125.18		
<b>E</b>	Otros (Auditorías Técnica / Económica, Monitoreos)		0.50		
<b>Sub-Total</b>			<b>170.89</b>	<b>34.61%</b>	
<b>Costos Variables*</b>		<b>Consumo por Año</b>	<b>Precio \$/ Unid</b>	<b>MM\$/Año</b>	
<b>F</b>	Electricidad (MWh)	320,000	46.55	14.90	
<b>H</b>	Fuel (MMBTU) - Gas Natural	8,000,000	1.2	9.60	
<b>I</b>	Vapor (TM)	400,000	23	9.20	
<b>J</b>	Agua de Refrigeración (m3)	16,000,000	0.3	4.80	
<b>K</b>	Agua de proceso (m3)	1,600,000	0.3	0.48	
<b>L</b>	Otros (Catalizadores & Prod. Químicos)			20.00	
<b>Sub-Total</b>			<b>58.98</b>	<b>11.94%</b>	
<b>Materia Prima</b>		<b>MTn/ Año</b>	<b>Precio \$/ Tn</b>	<b>MM\$/Año</b>	
<b>M</b>	Etano	970	222.70	216.02	
<b>Sub-Total</b>			<b>216.02</b>	<b>43.75%</b>	
<b>Impuestos</b>			<b>MM\$/Año</b>		
Aranceles (% de I,J,K,L)		15%	3.00		
IGV (% de I, J,K, L, M)		19%	44.84		
<b>Sub-Total</b>			<b>47.84</b>	<b>9.69%</b>	
<b>Total Egresos</b>			<b>493.73</b>	<b>100%</b>	

\*Los costos por servicios en el Steam Cracking son prácticamente compensados por los subproductos.



Tabla 89. Flujo de caja (MMUS\$)

Año de Operación	INVERSION																			
	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos (Venta)						771.60	771.60	771.60	771.60	771.60	771.60	771.60	771.60	771.60	771.60	771.60	771.60	771.60	771.60	771.60
Egresos						493.73	493.73	493.73	493.73	493.73	493.73	493.73	493.73	493.73	493.73	368.55	368.55	368.55	368.55	368.55
<b>Utilidad Bruta</b>						<b>277.87</b>	<b>277.87</b>	<b>277.87</b>	<b>277.87</b>	<b>277.87</b>	<b>277.87</b>	<b>277.87</b>	<b>277.87</b>	<b>277.87</b>	<b>277.87</b>	<b>403.05</b>	<b>403.05</b>	<b>403.05</b>	<b>403.05</b>	<b>403.05</b>
Gastos Operativos (de Ventas, Generales y administrativos)	-4	-12	-17	-17		74.06	74.06	74.06	74.06	74.06	74.06	74.06	74.06	74.06	74.06	74.06	74.06	74.06	74.06	74.06
<b>Utilidad Operativa</b>						<b>203.81</b>	<b>203.81</b>	<b>203.81</b>	<b>203.81</b>	<b>203.81</b>	<b>203.81</b>	<b>203.81</b>	<b>203.81</b>	<b>203.81</b>	<b>203.81</b>	<b>328.99</b>	<b>328.99</b>	<b>328.99</b>	<b>328.99</b>	<b>328.99</b>
Impuestos (30% UO)						61.14	61.14	61.14	61.14	61.14	61.14	61.14	61.14	61.14	61.14	98.70	98.70	98.70	98.70	98.70
<b>Utilidad Operativa después de Impuestos</b>						<b>142.67</b>	<b>142.67</b>	<b>142.67</b>	<b>142.67</b>	<b>142.67</b>	<b>142.67</b>	<b>142.67</b>	<b>142.67</b>	<b>142.67</b>	<b>142.67</b>	<b>230.29</b>	<b>230.29</b>	<b>230.29</b>	<b>230.29</b>	<b>230.29</b>
Depreciación						125.18	125.18	125.18	125.18	125.18	125.18	125.18	125.18	125.18	125.18					
Capital de Trabajo				-37.63																
Inversiones	-183.77	-300.94	-358.53	-358.53																
<b>Flujo de Caja</b>	<b>-187.77</b>	<b>-312.94</b>	<b>-375.53</b>	<b>-375.53</b>	<b>-1,289.40</b>	<b>267.84</b>	<b>267.84</b>	<b>267.84</b>	<b>267.84</b>	<b>267.84</b>	<b>267.84</b>	<b>267.84</b>	<b>267.84</b>	<b>267.84</b>	<b>267.84</b>	<b>230.29</b>	<b>230.29</b>	<b>230.29</b>	<b>230.29</b>	<b>230.29</b>

Tasa de descuento 12%

VAN al 12% 491.27 (MMUS\$)

TIR 18.93%

Tiempo de Recuperación de la Inversión  
**PAY - OUT :** 4.8 años

### 8.2.3. Análisis de riesgo y Sensibilidad

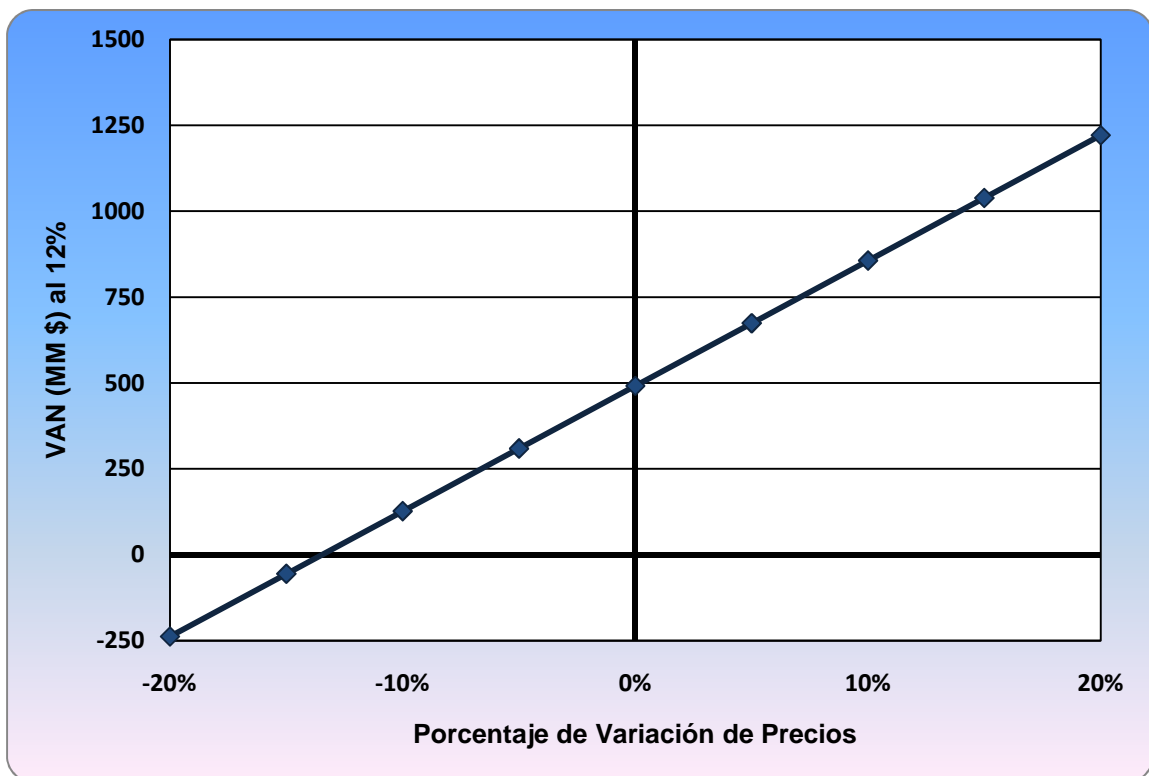
#### Sensibilidad a los Precios de Productos

Del análisis de sensibilidad a los precios de los productos se observa que a valores menores al 15 % del tomado como referencia se obtienen VAN negativos, indicándonos que el proyecto se torna inviable, para esos precios.

Tabla 90. Sensibilidad a los Precios de Productos

	Base									
Variación	-20%	-15%	-10%	-5%		5%	10%	15%	20%	
Precio PE \$/Tm	784.80	833.85	882.90	931.95	<b>981.00</b>	1030.05	1079.10	1128.15	1177.20	
Precio PP \$/Tm	758.40	805.80	853.20	900.60	<b>948.00</b>	995.40	1042.80	1090.20	1137.60	
<b>VAN (MMUS\$) al 12% :</b>	<b>-238.13</b>	<b>-55.78</b>	126.57	308.92	<b>491.27</b>	673.61	855.96	1038.31	1220.66	
<b>TIR :</b>	8.21%	11.15%	13.88%	16.46%	<b>18.93%</b>	21.32%	23.64%	25.91%	28.13%	
<b>PAY - OUT (años) :</b>	8.0	6.9	6.0	5.3	<b>4.8</b>	4.4	4.0	3.7	3.4	

Grafico 71. Sensibilidad a los Precios de Productos



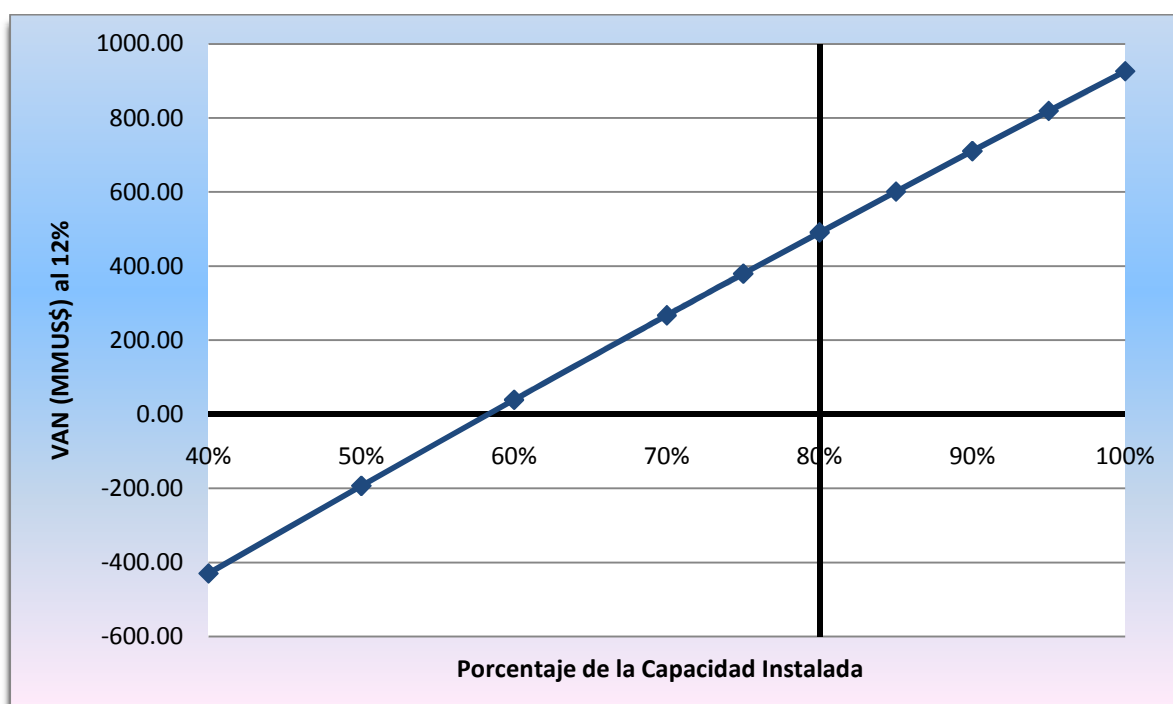
## Sensibilidad a la Capacidad de Producción

Del análisis de sensibilidad a la Capacidad de producción observamos que no presenta mucha sensibilidad a las variaciones de las tasas de operación, mostrándose resistente incluso a tasas de operación por debajo del 60%, lo que demuestra que operar a un 80% es muy confiable.

**Tabla 91. Sensibilidad a la Capacidad de Producción**

	BASE									
Variación	40%	50%	60%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
Producción PE Tm	200.00	250.00	300.00	350.00	375.00	400.00	425.00	450.00	475.00	500.00
Producción PP Tm	200.00	250.00	300.00	350.00	375.00	400.00	425.00	450.00	475.00	500.00
<b>VAN (MMUS\$) al 12% :</b>	-429.29	-192.86	39.38	267.42	379.87	<b>498.14</b>	601.61	710.91	819.16	926.36
<b>TIR :</b>	4.73%	8.94%	12.60%	15.89%	17.44%	<b>18.98%</b>	20.38%	21.78%	23.14%	24.47%
<b>PAY - OUT (años) :</b>	9.8	7.7	6.4	5.5	5.1	<b>4.8</b>	4.5	4.3	4.1	3.9

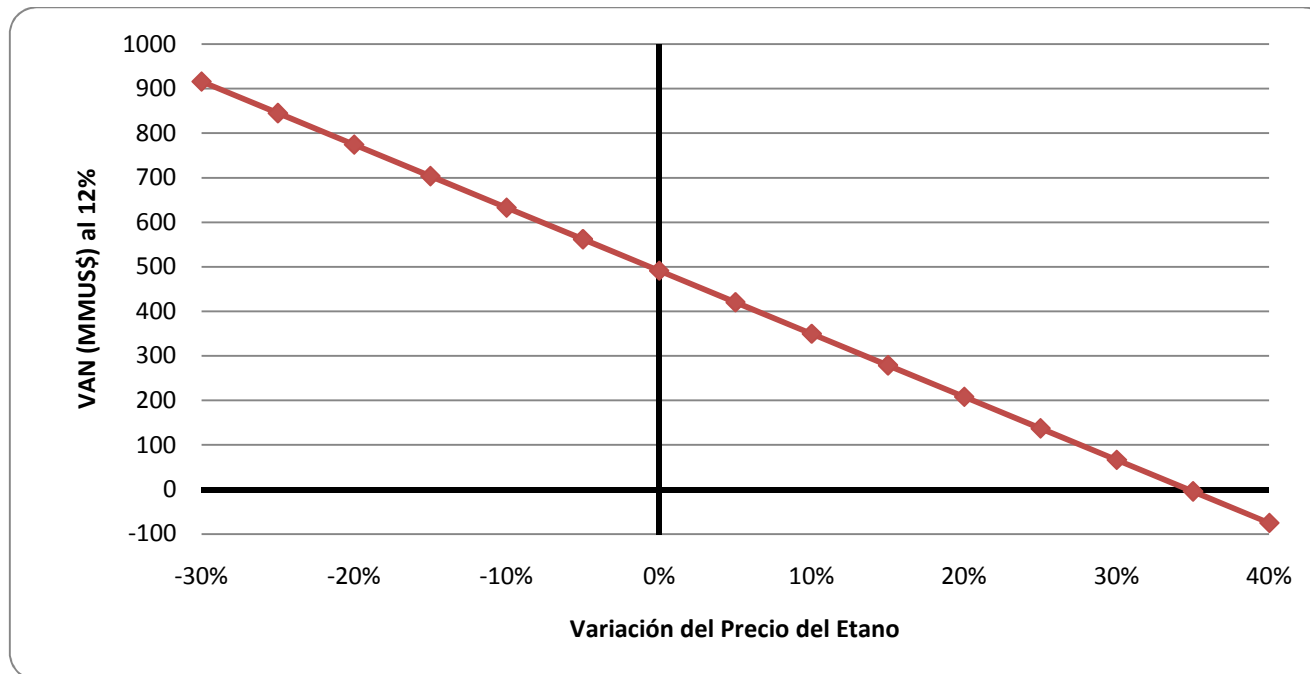
**Gráfico 72. Sensibilidad a la Capacidad de Producción**



**Tabla 92. Sensibilidad a los Precios de la Materia Prima (Etano)**

	<i>Incrementos</i>								<b>Base</b>	<i>Descuentos</i>					
<i>Variación</i>	40%	35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%		-5%	-10%	-15%	-20%	-25%	-30%
<i>Precio Etano \$/Tm</i>	311.79	300.65	289.52	278.38	267.25	256.11	244.97	233.84	<b>222.70</b>	211.57	200.43	189.30	178.16	167.03	155.89
<b>VAN (MMUS\$) al 12% :</b>	<b>-74.88</b>	<b>-4.11</b>	66.66	137.43	208.19	278.96	349.73	420.50	<b>491.27</b>	562.03	632.80	703.57	774.34	845.10	915.87
<b>TIR :</b>	10.86%	11.94%	12.99%	14.03%	15.04%	16.04%	17.02%	17.98%	<b>18.93%</b>	19.87%	20.80%	21.73%	22.64%	23.54%	24.44%
<b>PAY - OUT (años) :</b>	7.0	6.6	6.3	6.0	5.7	5.4	5.2	5.0	<b>4.8</b>	4.6	4.5	4.3	4.2	4.0	3.9

**Grafico 73. Sensibilidad a los Precios de la Materia Prima (Etano)**



### 8.3. Resumen Comparativo del análisis económico para la producción de poliolefinas por la ruta del etano y la ruta del metano.

Del análisis comparativo (tabla 93) observamos que para una misma capacidad de producción de olefinas el costo total de la inversión fija para la ruta del metano es mayor en aproximadamente un 13%, que la ruta del etano.

Observamos también que aunque el precio del gas natural o metano es más barato que el etano, el costo anual por concepto de materia prima es mayor en la ruta del metano, en aproximadamente un 40%.

**Tabla 93. Resumen Comparativo del análisis económico para la producción de poliolefinas por la ruta del etano y la ruta del metano.**

	<b>Ruta del Metano (C1)</b>	<b>Ruta del Etano (C2)</b>
<b>Capacidad (TMA)</b> <sup>47</sup>	1,000,000	1,000,000
<b>Inversión Fija (MMUS\$)</b>		
ISBL	874.09	771.85
OSBL	472.63	416.22
Inversión Adicional	63.70	63.70
<b>INVERSIÓN TOTAL</b>	1,410.42	1,251.78
<b>Consumo de Materia prima (MMSCFD)</b>	208	75.33
<b>Costo materia prima (MMUS\$)</b>	3.8 US\$/MMBTU 211.9 US\$/TM 300.23 MMUS\$/AÑO	4.6 US\$/MMBTU <sup>48</sup> 222.7 US\$/TM 216.02 MMUS\$/AÑO
<b>Ingresos (MMUS\$)</b>	827.85	771.60
<b>Egresos (MMUS\$)</b>	619.57	493.73
<b>EBITDA (MMUS\$)</b>	321.98	384.01
<b>VAN (12%)(MMUS\$)</b>	<b>8.74</b>	<b>491.27</b>
<b>TIR</b>	<b>12.12%</b>	<b>18.93%</b>
<b>Pay – Out (Años)</b>	<b>6.6</b>	<b>4.8</b>

EBITDA: Earnings before interests, taxes, depreciation and amortization.

<sup>47</sup> Capacidad total de las plantas. Pero la parte de la evaluación económica de costos de producción considera una tasa de operación del 80%.

<sup>48</sup> 0.461 US\$/galón.

Así también se observa que se obtienen mayores ingresos por la ruta del metano en un 7%, que la ruta del etano. Pero también se tienen mayores egresos en un 25%.

El EBITDA le da un mejor margen a la ruta del etano.

Finalmente de los resultados obtenidos por el VAN, TIR y Pay – Out, la ruta del etano resulta una mejor opción de implementación, demostrando una mejor viabilidad económica del proyecto.

Cabe indicar que, el proyecto tomando la ruta del metano se torna muy atractivo a precios bajos del gas natural, es así que, si el precio fuera de 1.5 US\$/MMBTU, se obtendría un VAN de 1,200 MMUS\$, un TIR de 26.33 % y un Pay – Out de 3.7 años.

## CAPITULO IX

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Del estudio de mercado la demanda nacional de poliolefinas al año 2008 es de: 179,195 TM de Polietileno y 156,783 TM de polipropileno.

La cobertura de la demanda nacional de poliolefinas proyectada al año 2015 (80% de la demanda total) será del orden de: 250,000 TM de Polietileno y 300,000 TM de Polipropileno.

Adicionalmente se requiere cubrir un 5% del mercado internacional al año 2015, que equivale a 350,000 TM de Polietileno y 175,000 TM de Polipropileno.

De acuerdo a esto para el año 2015 hay una demanda potencial de 600,000 TM de Polietileno y 475,000 TM de Polipropileno, que justificaría la instalación de un Complejo Petroquímico de Poliolefinas de capacidad mundial.

- R1. Se recomienda además de priorizar el mercado local, evaluar los potenciales mercados fuera de la región latinoamericana, además de las ventajas, beneficios y preferencias arancelarias con los países con los que se tendría un Tratado de Libre Comercio, ej. EEUU y China.

2. En cuanto a la materia prima, como se indica en la tabla 40, el requerimiento para 20 años (vida útil del proyecto) por la vía del metano sería de 1.47 TCF de metano y de 0.534 TCF de etano.

Concluyéndose que para este tiempo estimado existen las reservas suficientes por ambas vías.

- R2. De preferencia se recomienda la extracción de hasta un 90% de etano del Gas proveniente de los Lote 56 (Gas para exportación - PLNG) y Lote 88 (Consumo interno) para completar el flujo requerido de etano.

3. Del estudio de los procesos se concluye que existen licenciantes de tecnología para ambas vías de producción.

Así mismo del análisis del uso de la Energía Acumulativa de Procesos por tonelada de producto; la tabla 58 indica que la vía del metano requiere 29 GJ/TM de PQAV y la vía del etano requiere de 12 GJ/TM de PQAV, es decir que la vía del metano requiere 142% más de energía que la vía del etano.

R3. Se recomienda la instalación de un cracker de etano de capacidad de 1,000,000 TMA de tecnología CB&I-Lummus.

4. En cuanto a la Localización, el Ministerio de Energía y Minas ha definido posibles locaciones para polos petroquímicos. Basándonos en este estudio concluimos que el área que reúne las mejores condiciones y facilidades para un complejo petroquímico de poliolefinas corresponde al área circundante de Pampa Melchorita.

R4. Se recomienda la instalación del complejo petroquímico que produzca poliolefinas, en un área adyacente a la planta de licuefacción de Perú LNG, en Pampa Melchorita con la ventaja de lograr importantes efectos sinérgicos (Ver gráfico 65).

5. En cuanto a los aspectos ambientales, se resume la siguiente tabla:

**Tabla 94.** Estimado de emisiones de CO<sub>2</sub> por la vía del Metano y por la vía del Etano.

	TM CO <sub>2</sub> /Año	Emisión de TM CO <sub>2</sub> en el Perú – 2006 <sup>a</sup>	Incremento en las emisiones de CO <sub>2</sub> (TM CO <sub>2</sub> /Año)	Porcentaje de incremento al primer año de operación
Vía Metano <sup>b</sup>	2,460,500	38,620,000	41,080,500	6.37%
Vía Etano <sup>c</sup>	472,000		39,092,000	1.22 %

<sup>a</sup> Cifra establecida por el Banco Mundial para el año 2006. Se asumió este valor referencial para los cálculos de incremento en las emisiones.

<sup>b</sup> Los procesos involucrados son la producción de gas natural, gas de síntesis, la producción de metanol y MTO.

<sup>c</sup> Los procesos involucrados son la producción de gas natural, planta de separación de etano, y Steam Cracking de etano.

De la tabla 94, se concluye que la vía del metano emitiría en promedio 5 veces más CO<sub>2</sub> por año que la vía del etano.

R5. Se recomienda además revisar si existe en la legislación ambiental alguna limitación a las emisiones de CO<sub>2</sub>. A fin de no incidir en su viabilidad legal.



6. Del análisis económico comparativo se tiene el siguiente resumen:

Tabla 95. Cuadro síntesis del análisis económico

	<i>Ruta del Metano (C1)</i>	<i>Ruta del Etano (C2)</i>
<b>Inversión Fija (MMUS\$)</b>	<b>1,410.42</b>	<b>1,251.78</b>
<b>VAN (12%)(MMUS\$)</b>	<b>8.74</b>	<b>491.27</b>
<b>TIR</b>	<b>12.12%</b>	<b>18.93%</b>
<b>Pay – Out (Años)</b>	<b>6.6</b>	<b>4.8</b>

De lo anterior vemos que la vía del etano, tiene la menor inversión fija, y mejores resultados de los indicadores, como el VAN con un monto de 491.27 MMUS\$ versus los 8.74 MMUS\$ que presenta la vía del metano.

R6. Se recomienda tomar la vía el etano como mejor opción de inversión en un complejo de poliolefinas. Además se recomienda también consultar a los Ministerios de Energía y Minas, y de la Producción, respecto a los incentivos y beneficios económicos que tiene la instalación de complejo petroquímico centralizado.

7. Finalmente presentamos la síntesis de este trabajo:

Tabla 96. Cuadro síntesis global.

VIABILIDAD	VARIABLE ANALIZADA	VIA METANO (C1)	VIA ETANO (2)
<b>TÉCNICA</b>	MATERIA PRIMA	Disponible	Disponible
	LICENCIAS DE TECNOLOGÍAS	Disponible	Disponible
	ENERGÍA (GJ/TM de PQAV)	29	12
<b>ECONÓMICA</b>	VAN (MMUS\$)	8.74	491.27
<b>MEDIOAMBIENTAL</b>	TM CO2/AÑO	2,460,500	472,000

En base a los resultados obtenidos se concluye que después de haberse realizado el respectivo estudio, calculo de variables y análisis de las mismas, el proyecto que obtiene mejores resultados para la producción de Poliolefinas, que cubran la creciente demanda insatisfecha local e internacional, corresponde a la vía del etano.

R7. Dado que se resuelve que este proyecto demuestra la viabilidad desde los aspectos de mercado, técnico, económico, legal, medio ambiental y Social para la vía del etano, se recomienda la instalación de un **complejo petroquímico de capacidad mundial que produzca Polietileno de Alta Densidad y Polietileno Lineal de Baja Densidad a partir del etano obtenido del gas natural de Camisea**.

Tabla 97. CUADRO COMPARATIVO FINAL

	Ruta del Metano (C1)	Ruta del Etano (C2)	Observaciones
<b>Capacidad de PE y PP (TMA)</b>	1,000,000	1,000,000	
<b>Tasa de Operación</b>	80%	80%	
<b>Productos</b>	400,000 PEAD 400,000 PP 150,000 Butilenos*	400,000 PEAD 400,000 PELBD	La ruta C2 no satisface la demanda de PP
<b>Requerimiento del Mercado Nacional (TMA)**</b>	155,910 PEAD 371,413 PP	155,910 PEAD 155,910 PELBD	La ruta C1 tendría mejor cobertura de mercado nacional
<b>Reservas Disponible (TCF)</b>	4.21	1.35	
<b>Requerimiento Materia Prima (TCF)***</b>	1.47	0.534	
<b>Saldo</b>	2.74	0.816	Se satisface ambos requerimientos de MP
<b>Inversión Fija (MMUS\$)</b>			
ISBL	874.09	771.85	
OSBL	472.63	416.22	
Inversión Adicional	63.70	63.70	
<b>INVERSIÓN TOTAL</b>	1,410.42	1,251.78	La ruta C1 requiere mayor inversión fija
<b>Requerimiento Energético (GJ/TM de PQAV)</b>	29	12	La vía C1 requiere más del doble de energía
<b>Emisiones de CO<sub>2</sub> (TM/año)</b>	2,460,500	472,000	
<b>Consumo de Materia prima (MMSCFD)</b>	208	75.33	La ruta C1 requiere mayor flujo de Gas
<b>Costo materia prima (MMUS\$)</b>	3.8 US\$/MMBTU 211.9 US\$/TM 300.23 MMUS\$/AÑO	4.6 US\$/MMBTU <sup>49</sup> 222.7 US\$/TM 216.02 MMUS\$/AÑO	El costo de MP por unidad es menor para el C1 pero representa mayor costo annual.
<b>Ingresos (MMUS\$/año)</b>	827.85	771.60	La ruta C1 tiene mayores ingresos
<b>Egresos (MMUS\$)</b>	619.57	493.73	
<b>EBITDA (MMUS\$)</b>	321.98	384.01	Mejor margen para la ruta del C2
<b>VAN (12%)(MMUS\$)</b>	8.74	491.27	Mayor VAN para la ruta del C2
<b>TIR</b>	12.12%	18.93%	Mayor TIR para la ruta del C2
<b>Pay – Out (Años)</b>	6.6	4.8	Menor tiempo de recuperación para la ruta del C2

\* Subproducto de alto valor Inherente al proceso

\*\* Al mercado Objetivo del año 2015

\*\*\* Para una proyección de 20 años de Operación.

<sup>49</sup> 0.461 US\$/galón.

## BIBLIOGRAFIA

### Mercado Nacional

- [1] Aduanas, SUNAT  
Operatividad Aduanera  
<http://www.aduanet.gob.pe/operatividadAduana/index.html>
- [2] Asociación de Exportadores  
[http://www.adexperu.org.pe/datos\\_informacion.htm](http://www.adexperu.org.pe/datos_informacion.htm)
- [3] Banco Central de Reserva del Perú  
Balanza Comercial, Mayo 2009.  
<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Notas-Estudios/2009/Nota-Estudios-34-2009.pdf>
- [4] Costos estándar-ABC para la industria de plásticos-línea de tuberías y accesorios de PVC: (caso: Surplast S.A.C.). Carrión Nin, José Luis  
[http://www.cybertesis.edu.pe/sisbib/2002/carrion\\_nj/html/index-frames.html](http://www.cybertesis.edu.pe/sisbib/2002/carrion_nj/html/index-frames.html)
- [5] Estudio de Mercado del Perú, Proexport Colombia.  
<http://www.proexport.com.co/VBeContent/NewsDetail.asp?ID=8753&IDCompany=16>
- [6] Instituto Nacional de Estadística e Informática  
<http://www.inei.gob.pe/>
- [7] “Lineamientos de Comercio Exterior para la Evaluación de una Industria Petroquímica de Fertilizantes Nitrogenados y Resinas Plásticas”, Tesis, FIPGP 2007, Iván Freddy Berrocal Guevara
- [8] Ministerio de Comercio Exterior y Turismo  
Estadísticas Comerciales  
<http://www.mincetur.gob.pe/newweb/Default.aspx?tabid=2316>
- [9] Ministerio de Economía y Finanzas  
[http://www.mef.gob.pe/OFINE/estadistica\\_economica.php](http://www.mef.gob.pe/OFINE/estadistica_economica.php)
- [10] Ministerio de Energía y Minas  
<http://www.minem.gob.pe/notasDescripcion.php?idSector=&idTitular=924>
- [11] Ministerio de la Producción  
<http://www.produce.gob.pe/portal/portal/apsportalproduce/internaindustria?ARE=2&JE R=520>
- [12] Perú: preparado para los desafíos de 2009, María Cristina Ocampo Villegas, Marzo 2009  
[http://www.plastico.com/tp/secciones/TP/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc\\_68360\\_HTML.html?idDocumento=68360](http://www.plastico.com/tp/secciones/TP/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc_68360_HTML.html?idDocumento=68360)
- [13] Sociedad Nacional de Industrias  
[http://www.sni.org.pe/downloads/comext/ArancelPeruano/Arancel\\_notas\\_explicativas.pdf](http://www.sni.org.pe/downloads/comext/ArancelPeruano/Arancel_notas_explicativas.pdf)

[14] SK Group evalúa invertir US\$3.000mn en industria petroquímica  
[http://www.bnamericas.com/news/petroquimicos/SK\\_Group\\_evalua\\_invertir\\_US\\*3,000\\_mn\\_en\\_industria\\_petroquimica](http://www.bnamericas.com/news/petroquimicos/SK_Group_evalua_invertir_US*3,000_mn_en_industria_petroquimica)

### Mercado Latinoamericano y Mundial

[15] Bloomberg LP, Energy prices  
<http://www.bloomberg.com/markets/commodities/energyprices.html>

[16] Cela: el nuevo polo energético de Panamá, *Inversión inicial de US\$1.100 millones*, Mauro Nogarin, Junio 2009  
[http://www.petroleo.com/pi/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOSREPORTAJESHOM/E/doc\\_70486\\_HTML.html?idDocumento=70486](http://www.petroleo.com/pi/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOSREPORTAJESHOM/E/doc_70486_HTML.html?idDocumento=70486)

[17] El sector Plástico en el pacífico. El mercado de la industria plástica en el Perú.  
[http://www.ingenieriaplastica.com/revistas/r16/revista\\_16\\_pacifico.html](http://www.ingenieriaplastica.com/revistas/r16/revista_16_pacifico.html)

[18] Foco en las Américas ¿Cuál es el Panorama Hoy?, Raúl Arias, Revista Plástico, Edición 3, Volumen 23, Abril 2008.  
[http://www.plastico.com/tp/secciones/TP/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc\\_62198\\_HTML.html?idDocumento=62198](http://www.plastico.com/tp/secciones/TP/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc_62198_HTML.html?idDocumento=62198)

[19] General Electric to Sell Plastics Division, Claudia Deutsch, The New York Times  
<http://www.nytimes.com/2007/05/22/business/22plastics.html/>

[20] Hablemos de petroquímica y de nuestro macro entorno, *Una mirada a lo que se avecina*, Raúl Arias, Revista Plástico. Noviembre 2007.  
[http://www.plastico.com/tp/secciones/TP/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc\\_60512\\_HTML.html?idDocumento=60512](http://www.plastico.com/tp/secciones/TP/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc_60512_HTML.html?idDocumento=60512)

[21] Industria de las poliolefinas en América Latina, Jorge O. Bühler Vidal  
[http://www.ipa.org.ar/pdf\\_eventos/poliolefinas9-6-07.pdf](http://www.ipa.org.ar/pdf_eventos/poliolefinas9-6-07.pdf)

[22] La crisis energética: corte total a las exportaciones  
La Argentina suspendió el envío de gas a Chile  
[http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota\\_id=912691](http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=912691)

[23] Latin American Opportunities, Capitalizing on Feedstocks and Markets, Andrew Swanson  
[www.ipa.org.ar/pdf\\_eventos/4asJAP/d22h12swanson.pdf](http://www.ipa.org.ar/pdf_eventos/4asJAP/d22h12swanson.pdf)

[24] New Industry Outlooks for Polyethylene and Polypropylene  
<http://www.chemsystems.com/reports/index.cfm?catID=1>

[25] Polietileno, Gonzalo Nuñez, Boletín Informativo IPA, Año 13, N°54, Julio 2009  
<http://www.ipa.org.ar/Publicaciones/Boletines/bol41a160/b54.pdf>

[26] Outlook for Polyolefins, Robert J. Bauman, Plastics News Executive Forum 2008, March 9-12, 2008  
<http://www.plasticsnews.com/forum2008/presentations/RBauman.pdf>

[27] Polyolefins under pressure as new capacity comes on line  
<http://www.chemsystems.com/about/cs/news/items/PPE%20PCMD%20Polyolefins%202009.cfm>

## Capacidad de Producción

[28] Simulador Online “Lummus Technology Interactive Tool for Ethylene Project Planning”

<http://www.lummusonline.com/global/index.htm>

[29] Handbook of Petrochemicals Production Processes, Robert A. Meyers, Chapter 10.2

UOP/HYDRO MTO processes, Peter Pujado & James Andersen

## Procesos

[30] Lurgi

[http://www.lurgi.com/website/fileadmin/pdfs/brochures/Br\\_MegaMethanol.pdf](http://www.lurgi.com/website/fileadmin/pdfs/brochures/Br_MegaMethanol.pdf)

[31] UOP

<http://www.uop.com/objects/MTO.pdf>

[32] Petrochemical Processes Handbook

Hydrocarbon Processing, olefinas, MTO UOP/HYDRO

[33] Handbook of Petrochemicals Production Processes, Robert A. Meyers, Chapter 10.2

UOP/HYDRO MTO processes, Peter Pujado & James Andersen

[34] Chauvel, Alain – Lafebvre, Gilles: Petrochemical Process Vol 1, 1989

[35] ATOFINA/UOP Olefin Cracking Process for Ethylene and Propylene Production

[36] Location of Current and Proposed MTO pilot/demo plants

[http://www.esa.chalmers.se/Staff/bottomn\\_files/selim\\_files/MTO%20pilots%20map.ppt](http://www.esa.chalmers.se/Staff/bottomn_files/selim_files/MTO%20pilots%20map.ppt)

[37] MTO/OCP: a strategic research project

[http://www.totalpetrochemicals.com/media/104\\_brochure\\_mto\\_en.pdf](http://www.totalpetrochemicals.com/media/104_brochure_mto_en.pdf)

[38] MTO NIGERIA

Chemical Week, 2 Oct 2002

[39] OCP for integration to increase the yield of light olefins.

Chemical Engineering (New York), Aug 2003, 110 (8), 13

[40] UOP, Eurochem Technologies signs deal, Hydrocarbon Processing, Apr 2003, 82 (4), 34

[www.elsevier.com](http://www.elsevier.com)

[41] **Kinetics of the reactions of the light alkenes over SAPO-34, Huaqun Zhou, Yao Wang\*, Fei Wei, Dezheng Wang, Zhanwen Wang**, Beijing Key Laboratory of Green Chemical Reaction Engineering and Technology, Department of Chemical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China

[42] **Methanol to olefin conversion catalysts**, *Zhongmin Liu and Juan Liang*, State Key Laboratory of Catalysis, Dalian Institute of Chemical Physics, Chinese Academy of Sciences, Dalian 116023, China

[43] **Methanol-to-hydrocarbons: process technology**, *Frerich J. Keil*, Technical University of Hamburg–Harburg, Department of Chemical Engineering, Eissendorfer Str. 38, D-21073 Hamburg, Germany, 15 July 1998

[44] **Recent advancements in ethylene and propylene production using the UOP/Hydro MTO process**, *John Q. Chen, Andrea Bozzano, Bryan Glover, Terje Fuglerud, Steinar Kvisle*, UOP LLC, P.O. Box 5017, Des Plaines, IL 60017-5017, USA, Hydro ASA, P.O. Box 2560; N-3901 Porsgrunn, Norway, 22 August 2005

[45] **Steam cracking and methane to olefins: Energy use, CO<sub>2</sub> emissions and production costs**, *Tao Ren, Martin K. Patel, Kornelis Blok*, Department of Science, Technology and Society, Faculty of Chemistry, Utrecht University, Heidelberglaan 2, 3584 CS Utrecht, The Netherlands, Received 12 May 2006

[46] **Vapor phase transport synthesis of SAPO-34 films on cordierite honeycombs**, *Jianfeng Yao, Changfeng Zeng, Lixiong Zhang*, Nanping Xu State Key Laboratory of Materials-Oriented Chemical Engineering, College of Chemistry and Chemical Engineering, Nanjing University of Technology, Nanjing 210009; PR China, College of Mechanic and Dynamic Engineering, Nanjing University of Technology, Nanjing 210009, PR China

[47] **“Chemical and process integration for environmental assessment Development and evaluation of a chemical recycling concept for plastic waste”**, *Kristin Herder Kaggerud*, Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Engineering Science and Technology, Department of Energy and Process Engineering, Trondheim, June 2007

[48] **Waste-to-plastics: process alternatives**, *Selim Nouri, Kristin Kaggerud*, Department of Energy and Environment, Environmental Systems Analysis Division (ESA), chalmers university of technology; Energy and Process Engineering department, Faculty of Engineering Science and Technology, Norwegian University of Science and Technology, Göteborg, Sweden 2006

[49] **Vida y comportamiento catalíticos en la conversión de metanol a hidrocarburos en condiciones cercanas a las supercríticas**, *Albert Mañes i Amigó*, Escola Técnica Superior d'Enginyeria Química, Departament d'Enginyeria Química, Universitat Rovira i Virgili, Febrero 2004.

#### Localización

[50] **Localización de Polo Petroquímico en el Perú**, *Gregorio Neglia Ortiz, J. Yañez/ F. Dioses/ F. Rodrigo*, CONVEX, Westrans Logistics, e Inspectra S.A.

#### Aspectos Ambientales

[51] INFORME DE GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL, PROYECTO PERÚ LNG, BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

[52] ESTRATEGIA AMBIENTAL Y SOCIAL, PROYECTO PERÚ LNG, BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

## **Estudio Económico**

[53] Evaluación Técnico Económica para la obtención de propileno a partir del GLP mediante el proceso de Deshidrogenación Catalítica, ARENAS GOMEZ, JUAN; FIPGP 1996

[54] Proyecto Técnico Económico para la implementación de un Complejo Petroquímico que produzca POLIETILENO (PE) y POLIPROPILENO (PP) a partir del propano obtenido de los líquidos del Gas Natural de Camisea; Quipusco Escobedo, Jaime; FIPGP 2004

[55] Commodity Price Risk Management, Goldman, Sachs & Co., Febrero 2008

[56] Butadiene-Falls-to-New-Low-On-Weakened-US-Economy, Chemical Week, March 9, 2009  
<http://www.britannica.com/bps/additionalcontent/18/37040323/Butadiene-Falls-to-New-Low-On-Weakened-US-Economy>

[57] MEED Middle East Economic Digest, October 28, 2005  
<http://www.highbeam.com/doc/1G1-138753019.html>

[58] ICIS pricing chemical price reports  
[http://www.icispricing.com/il\\_shared/il\\_splash/chemicals.asp?](http://www.icispricing.com/il_shared/il_splash/chemicals.asp?)

[59] Federal Energy Regulatory Commission – FERC  
<http://www.ferc.gov/industries/gas.asp>

[60] Poder Calorífico de Gases  
[http://www.engineeringtoolbox.com/heating-values-fuel-gases-d\\_823.html](http://www.engineeringtoolbox.com/heating-values-fuel-gases-d_823.html)

[61] Sabine Pipe Line LLC, Gas Quality Information  
<http://www.sabinepipeline.com//Home/Report/tabid/241/Default.aspx?ID=10>

[62] CME Group Inc  
[http://www.cmegroup.com/trading/energy/natural-gas/natural-gas\\_quotes\\_globex.html#prodType=undefined](http://www.cmegroup.com/trading/energy/natural-gas/natural-gas_quotes_globex.html#prodType=undefined)  
[http://www.cmegroup.com/trading/energy/petrochemicals/mont-belvieu-ethane-opis-5-decimals-swap\\_contract\\_specifications.html#prodType=undefined](http://www.cmegroup.com/trading/energy/petrochemicals/mont-belvieu-ethane-opis-5-decimals-swap_contract_specifications.html#prodType=undefined)