



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA

FACULTAD DE QUÍMICA

COMBUSTIBLES SINTÉTICOS PARA EL
TRANSPORTE A TRAVÉS DE GAS NATURAL:
ESTUDIO DE LA TECNOLOGÍA GAS A LÍQUIDOS
(GTL) PARA SU IMPLANTACIÓN EN MÉXICO

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS –
INGENIERÍA DE SISTEMAS

P R E S E N T A :

I. Q. RAÚL LÓPEZ GAONA

TUTOR: DR. CARLOS E. ESCOBAR TOLEDO

2006



Facultad de
Química



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Wilfrido Rivera Gómez Franco
Secretario: M. en I. Alejandro Anaya Durand
Vocal: Dr. David Morillón Gálvez
1^{er}. Suplente: M. en I. Carlos Villanueva Moreno
2^{do}. Suplente: M. en I. Jorge Luis Aguilar González

Lugar donde se realizó la tesis:

Facultad de Química

TUTOR DE TESIS:

DR. CARLOS E. ESCOBAR TOLEDO

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A **Dios** siempre gracias...

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** porque de nuevo me dio la oportunidad de continuar siendo mejor

Al **Dr. Carlos E. Escobar Toledo**, por toda la paciencia y apoyo que me ha tenido desde que lo conocí, mil gracias mil...

A mi **Jurado** de examen, por sus comentarios y el valioso tiempo...

Al **CONACyT** por el apoyo económico que me ofreció para terminar mis estudios de maestría.

DEDICATORIAS

A mi padre, Raúl López Vázquez, y a mi madre, Ignacia Gaona Díaz, a mis hermanos: Fidel, Enrique, América, Gonzalo y Luis Antonio, a mis sobrinas: Jhoana, Ámbar, Viridiana y Mariana y a toda mi demás familia (p.d. isomos muchos!!!)...

A la memoria de mis Abuelas, Soledad Vázquez y Juana Díaz, porque continuamos en la lucha...

A los maestros de la Maestría y de cada día, por haberme dado más luz, y en especial a la memoria del Dr. Ricardo Landgrave (†), por su amistad y apoyo...

A mis amigos y compañeros de la maestría, del trabajo y personales, por tantas y tantas cosas que hemos vivido juntos (y espero que así continuemos)...

C:

La vida es muy extraña extrañándote... a cada minuto que pasa le pregunto cómo estas, y a cada minuto que viene le pido porque estés muy bien siempre...

Las estrellas, que brillan nerviosas en el cielo, son testigos de que tú no sólo eres un recuerdo, sino una de las personas más maravillosas del mundo... Bonitos sueños!!!

Recuerda que:

Los ángeles viajan a la velocidad del silencio... (Homero Aridjis)

TABLA DE CONTENIDO

	<i>Página</i>
Capítulo 0. Introducción	1
Justificación del proyecto	1
Aportación.....	2
Objetivo General	2
Hipótesis:.....	2
Descripción del trabajo desarrollado.....	3
Capítulo 1. Marco Conceptual	5
1.0 Introducción.....	5
1.1 Marco Socio-Económico	5
1.2 Desarrollo sustentable	7
1.3 La termodinámica y el desarrollo sustentable	8
1.4 Economía-Energía-Ecología	11
1.5. Emisiones y Problemas Globales	13
1.6 Conclusiones del capítulo	15
1.7 Bibliografía.....	15
Capítulo 2 La energía en México y el Mundo	17
2.1 Introducción.....	17
2.2 La Energía en el Mundo.....	17
2.2.1 Consumo de Energía en el mundo	17
2.2.2 Proyecciones del consumo de Energía en el mundo.....	18
2.2.3 La Energía en el mundo (otras perspectivas y prospectivas).....	24
2.2.3 Producción y Reservas de Gas Natural en el mundo.....	27
2.2.4 Proyecciones del consumo de Gas natural en el mundo.....	29
2.3 La Energía en México.....	30
2.3.1 La Política Energética de EE.UU.	30
2.3.2 La Política Energética de México.....	30
2.3.3 El sistema Energético Mexicano	32
2.3.4 Aspectos legales del sector Energía en México	36
2.3.5 El Gas Natural en México	37
2.3.5.1 Reservas de Gas natural en México.....	37
2.3.5.2 Producción de Gas natural en México.....	38
2.3.5.3 Consumo de Gas Natural en México	40
2.3.5.4 Oferta de Gas Natural en México	43
2.3.4.3 El Gas Natural en México en los próximos años.....	47
2.4 Conclusiones del capítulo	50
2.5 Bibliografía.....	52
Capítulo 3 Energía del futuro	55

3.0	Introducción.....	55
3.1.	Las Fuentes de Energía.....	55
3.2	Energía para el Futuro.....	56
3.2.1	Generación de Energía Eléctrica e Investigaciones Ambientales Relacionadas.....	56
3.2.2	Cambio Climático Global.....	57
3.2.3	Química del C1 y la tecnología Fischer-Tropsch.....	58
3.2.4	Combustibles del futuro.....	59
3.3	Fuentes de Energía del futuro.....	60
3.4	Investigación en México.....	61
3.5	Conclusiones del capítulo.....	62
3.6	Bibliografía.....	62
Capítulo 4	Estado de Arte de la conversión Gas a Líquidos (GTL).....	65
4.0	Introducción.....	65
4.1	Principios del proceso Gas A Líquidos (GTL).....	65
4.2	Desarrollo Histórico GTL.....	65
4.3	Estado del Arte del proceso GTL.....	69
4.3.1	Preparación de gas de síntesis (SYNGAS).....	70
4.3.2	Síntesis Fischer-Tropsch.....	75
4.3.3	Mejoramiento de los productos.....	98
4.4	Conclusiones del capítulo.....	99
4.5	Bibliografía.....	100
Capítulo 5:	Utilización Actual y futura del proceso GTL.....	103
5.0	Introducción.....	103
5.1	El GTL: fuente alternativa para producir combustibles y otros productos.....	103
5.2	Principales características del proceso GTL.....	106
5.2.1	Productos.....	106
5.2.2	Versatilidad del proceso GTL.....	107
5.2.3	Aspectos ambientales de los procesos y productos GTL.....	109
5.2.4	Economía de los procesos FT.....	111
5.3	Plantas en operación comercial.....	111
5.3.1	Planta existentes.....	112
5.3.2	Planta a escala piloto/demostración.....	117
5.3.2.1	British Petroleum (Alaska, EE. UU.).....	117
5.3.2.2	ConcocoPhillips (Oklahoma, EE. UU.).....	118
5.3.2.3	ExxonMobil (Louisiana, EE. UU.).....	118
5.3.2.4	Syntroleum (EE. UU.).....	118
5.3.2.5	Rentech (Colorado, EE. UU.).....	118
5.3.2.6	Petrosa-Statoil (Sudáfrica).....	119
5.3.2.7	JOMEC (Japón).....	119
5.3.2.8	Petrobras (Brasil).....	119

5.4 Proyectos de Plantas a escala comercial en desarrollo.....	119
5.4.1 Katar	120
5.4.2 Nigeria	122
5.4.3 Rusia	123
5.4.4 Irán.....	123
5.4.5 Australia y Nueva Zelanda	124
5.4.6 Proyectos anunciados en Asia	124
5.4.7 Proyectos anunciados en África	125
5.4.8 Proyectos anunciados en América	125
5.5 Conclusiones del capítulo	126
5.6 Bibliografía.....	127
Capítulo 6: Análisis tecnológico del proceso GTL	129
6.0 Introducción.....	129
6.1 Inteligencia Económica y la Innovación Tecnológica.....	129
6.2 Estado del arte de la tecnología GTL.....	133
6.3 Resultados	145
6.4 Conclusiones del capítulo	147
6.5 Bibliografía.....	148
Capítulo 7: Evaluación económica preliminar del proceso GTL.....	149
7.0 Introducción.....	149
7.1 Costos de una planta GTL	149
7.1.1 Costos de inversión	150
7.1.2 Costos de Operación.....	154
7.1.3 Costos del Gas Natural.....	154
7.1.4 Ingresos potenciales de una planta GTL.....	155
7.2 Modelo de Análisis Económico financiero utilizado.....	157
7.3 Resultados.....	158
7.4 Costos de producción y efecto de la variación de la disponibilidad, del precio del GN y del petróleo en la factibilidad económica del proyecto	163
7.5 Análisis de sensibilidad	169
7.6 Análisis de riesgo con simulación Montecarlo.....	170
7.7 Conclusiones del capítulo	174
7.7 Bibliografía.....	175
Capítulo 8: Conclusiones y recomendaciones	177
8.1 Validación de la hipótesis.....	177
8.2 Conclusiones finales.....	178
8.3 Recomendaciones finales	181
Apéndice A: Datos estadísticos.....	1
Apéndice B: Clasificación 518 de la USTPO	1
Apéndice C: Pocosos GTL de algunas compañías del campo tecnológico	1

LISTA DE TABLAS

	<i>Página</i>
Tabla 2.1 Consumo de Energía primaria de acuerdo a varias prospectivas internacionales.....	23
Tabla 2.2 Consumo de Petróleo de acuerdo a varias prospectivas internacionales.....	23
Tabla 2.3 Consumo de Gas Natural de acuerdo a varias prospectivas internacionales.....	24
Tabla 2.4 Consumo de Carbón de acuerdo a varias prospectivas internacionales.....	24
Tabla 2.5 Consumo de Gas Natural en México (mmpcd)	41
Tabla 2.6 Consumo regional de gas natural, 1993-2003 (mmpcd).....	45
Tabla 4.1 Desarrollo histórico de la síntesis FT al año 2000	66
Tabla 4.1 Desarrollo histórico de la síntesis FT al año 2000 (cont.).....	67
Tabla 4.1 Desarrollo histórico de la síntesis FT al año 2000 (cont.).....	67
Tabla 4.1 Desarrollo histórico de la síntesis FT al año 2000 (cont.).....	68
Tabla 4.2 Pros (+) y contras (-) de las diferentes alternativas para la producción del Syngas	73
Tabla 4.2 Pros (+) y contras (-) de las diferentes alternativas para la producción del Syngas (cont.)	74
Tabla 4.3 Composición típica del gas de síntesis por procesos (% mol)	75
Tabla 4.4 Principales reacciones globales FT en la síntesis FT.....	76
Tabla 4.5 Relaciones utilizadas en las reacciones FT.....	77
Tabla 4.6 Costo relativo aproximado de los metales FT activos.....	79
Tabla 4.7 Ventajas y desventajas de los catalizadores de Hierro y Cobalto en la síntesis FT	80
Tabla 4.8 Comparación de reactores de lecho Fijo, Slurry, y de dos fase fluidizadas	88
Tabla 4.9 Espectro de productos FT (presión 2 MPa)	89
Tabla 4.10 Isómeros de hidrocarburos FT.....	89
Tabla 4.10 Isómeros de hidrocarburos FT (cont.).....	90
Tabla 4.11 Composición típica de productos FT oxigenados con catalizador de hierro	91
Tabla 4.12 Comparación de las presiones parciales reales y calculadas de los hidrocarburos FT	92
Tabla 4.13 Relaciones moleculares de los productos FT de alta temperatura	92
Tabla 4.14 Nombres y composición para distintos tipos de combustibles	99
Tabla 5.1 Plantas comerciales en operación de producción de crudo sintético y especialidades.	106
Tabla 6.1 etapas del Ciclo de Vida Tecnológico en función de la actividad y la concentración.....	132
Tabla 6.2 Grupos formados con las patentes de la clasificación 518 de EE.UU.....	136
Tabla 6.3 Asignatarios y número de patentes de la clasificación 518 para los últimos 20 años.	137
Tabla 7.1 distribución de costos de inversión de una planta GTL de acuerdo a Shell	149
Tabla 7.2 Distribución de costos de inversión de una planta GTL (%)	150

Tabla 7.3 Costo de inversión por economías de escala de una planta GTL.....	154
Tabla 7.4 composición típica de producto de una planta GTL.....	156
Tabla 7.5 Productos y márgenes de plantas GTL.....	157
Tabla 7.6 Principales datos técnico-económicos de proyectos GTL para evaluación económica.....	157
Tabla 7.6 Principales datos técnico-económicos de proyectos GTL para evaluación económica (cont.).....	158
Tabla 7.7 Análisis de los flujos de caja para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd)	158
Tabla 7.8 Flujos de efectivo para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd)	161
Tabla 7.9 Costos de producción de 1 barril de productos, para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd).....	163
Tabla 7.10 Costos de producción de 1 barril de productos, para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd) y la variación de la disponibilidad de operación	164
Tabla 7.11 Valores Presentes Neto para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd) y la variación de la disponibilidad de operación.....	164
Tabla 7.12 Costos de producción de 1 barril de productos, para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd) y variación del precio del Gas Natural.....	165
Tabla 7.13 Valores Presentes Neto para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd) y variación del precio del Gas Natural	166
Tabla 7.14 Valores Presentes Neto para una plantas GTL de 10,000 bpd de capacidad, con el escenario OPTIMISTA y variación del precio del Gas Natural y petróleo	167
Tabla 7.15 Valores Presentes Neto para una planta GTL de 10,000 bpd de capacidad, con el escenario PESIMISTA y variación del precio del Gas Natural y petróleo.....	168
Tabla 7.16 Sensibilidad de la rentabilidad (TIR) en relación con las variables clave	170
Tabla 7.17 Distribución de probabilidades de las variables clave, valores mínimo, máximo y más probables	171
Tabla 7.18 Resultados del análisis Montecarlo.....	172

LISTA DE FIGURAS

	<i>Página</i>
Figura 1.1 El triángulo interdisciplinario de la Exergía.....	10
Figura 1.2 Precios Nominales y en términos reales del Crudo West Texas (dólares por barril).....	12
Figura 1.3 Precios Nominales y en términos reales de la mezcla mexicana de exportación.....	13
Figura 1.4 Medidas de concentración de CO ₂ en la atmósfera.....	14
Figura 2.1 Consumo Mundial de energía por fuente, 1980-2003.....	17
Figura 2.2 Porcentaje del consumo mundial de energía por fuente, 1980-2002	18
Figura 2.3 Demanda de energía primaria y fuentes de suministro, con estimados de consumo a partir del año 2000-2030.....	19
Figura 2.4 Consumo Mundial de Energía y por tipo de fuente acumulado de 1970 a 2025 (EJ).....	20
Figura 2.5 Consumo Mundial de Energía y por tipo de fuente de 1970 a 2025 (EJ).....	20
Figura 2.6 Consumo Mundial de Energía y por regiones de 1970 a 2025 (EJ).....	21
Figura 2.7 Consumo mundial de energía y tipo de fuente acumulado de 1990 - 2030 (EJ).....	22
Figura 2.8 Consumo Mundial de Energía y tipo de fuente, 1990-2030 (EJ).....	22
Figura 2.9 Reservas Mundiales de Gas Natural de diversas fuentes y por regiones geográficas	27
Figura 2.10 Producción Mundial de Gas natural por países (mmpcd)	28
Figura 2.11 Consumo mundial de gas natural por países (MMPCD)	28
Figura 2.12 Demanda mundial de Gas Natural por sector	29
Figura 2.13 Producción de Energía Primaria en México, 1991-2003 (PJ).....	32
Figura 2.14 Exportaciones de Energía, 1991-2003 (PJ).....	33
Figura 2.15 Oferta Bruta de energía en México, 1991-2003 (PJ)	33
Figura 2.16 Importación de productos energéticos de México, 1991-2003, (PJ).....	34
Figura 2.17 Consumo Final de energía Primaria en México, 1991-2003 (PJ).....	34
Figura 2.18 Consumo energético en México por sectores, 1991-2003 (PJ)	35
Figura 2.19 Producción de energéticos secundarios en México, 1991-2003 (PJ).....	35
Figura 2.20 Metas de contenido máximo de azufre en los combustibles de PEMEX.....	36
Figura 2.21 Reservas de gas natural de México, 1990-2004 (bpc).....	38
Figura 2.22 Reservas de gas natural de México, 1999-2004 (mmbpe)	38
Figura 2.23 Producción acumulada de Gas natural en México por tipo, 1988-2004 (mmpcd)	39
Figura 2.24 Producción acumulada de Gas natural en México por región, 1988-2004 (mmpcd).....	39

Figura 2.25: Regionalización de las zonas de producción de Gas Natural.....	40
Figura 2.26 consumo de Gas Natural en México por sectores, 1993-2004 (mmpcd)	41
Figura 2.27 Balance de Gas natural para México Exportaciones-Importaciones, 1988-2005 (mmpcd)	43
Figura 2.28 Principales proyectos de almacenamiento y regasificación de Gas Natural	44
Figura 2.29: Regionalización del mercado de Gas Natural en México	45
Figura 2.30 Consumo regional de gas natural, 1993-2003 (mmpcd).....	46
Figura 2.31. Red de Distribución de Gas Natural en México.....	47
Figura 2.32 Demanda de gas natural por sector, 2003-2013 (mmpcd).....	48
Figura 2.33 Demanda de gas natural por sector, 1993-2013 (mmpcd).....	48
Figura 2.34 Demanda de gas natural por región, 2003-2013 (mmpcd)	49
Figura 2.35 Demanda de gas natural por región, 1993-2013 (mmpcd)	49
Figura 3.1 el ciclo del Gas de Síntesis (Syngas).....	58
Figura 4.1 Esquema Global del proceso FT	70
Figura 4.2 Materias primas y catalizadores FT.....	77
Figura 4.3 Reactor FT multitubular (ARGE)	83
Figura 4.4 Reactores FT de lecho fluidizado: Lecho fluidizado circulante (CFB).....	83
Figura 4.5 Reactores FT de lecho fluidizado: Lecho fluidizado fijo (FFB o SAS)	84
Figura 4.6 Reactores FT de lecho fluidizado: lecho de burbujeo en fase slurry.....	87
Figura 4.7 Secuencia de reacción FT. Note que el mecanismo esta implícito en la secuencia.....	94
Figura 4.8 Selectividades calculadas para los productos hidrocarburos FT como una función de la probabilidad de crecimiento de cadena (α), asumiendo α independiente de la longitud de cadena.....	95
Figura 5.1 Distribución de campos de GN por su contenido de reservas	104
Figura 5.2 Syngas a partir de carbón.....	112
Figura 5.3 Gasificador de carbón Lurgi	113
Figura 5.4 Distribución de equipos en la planta FT de Sasolburg, Sudáfrica	113
Figura 5.5 distribución de equipos en la planta FT de Secunda, Sudáfrica	114
Figura 5.6 Planta FT Mossgas, Sudáfrica.....	116
Figura 5.7 Planta FT Shell, Malasia.....	117
Figura 6.1 El ciclo de Inteligencia	130
Figura 6.2 Patentes otorgadas por la agencia de patentes de EE. UU. entre 1967 y 2005 con clasificación principal 518.....	135
Figura 6.3 Distribución de patentes otorgadas en EE. UU. entre enero de 1984 y agosto del 2005 por grupos relacionadas con la tecnología GTL.....	136
Figura 6.4 Esquema de Mapa Tecnológico para determinar la estrategia seguida por los involucrados en un campo específico en base a las citas en patentes.....	139

Figura 6.5 Mapa Tecnológico global de Fischer-Tropsch de acuerdo a las patentes concedidas en EE.UU., entre 1984 y 2005.	140
Figura 6.6 Esquema de Mapa Tecnológico para determinar la estrategia seguida por los involucrados en un campo específico en base a las citas en patentes y su participación del portafolio global de patentes.	141
Figura 6.7 Mapa tecnológico de la tecnología de producción de Syngas.....	142
Figura 6.8 Mapa tecnológico de la tecnología de catalizador FT	142
Figura 6.9 Mapa tecnológico del desarrollo de proceso FT.....	143
Figura 6.10 Mapa tecnológico del desarrollo del reactor FT	143
Figura 6.11 Mapa tecnológico del control de proceso FT	144
Figura 6.12 Mapa tecnológico de Coproducción	144
Figura 6.13 Mapa tecnológico de GTL.....	145
Figura 7.1 Costos por capacidad de las plantas GTL.....	151
Figura 7.2 Gastos por capacidad de las plantas GTL ^(a)	151
Figura 7.3 Costos por capacidad de las plantas GTL.....	152
Figura 7.4 Costos de inversión contra la capacidad de las plantas GTL	153
Figura 7.5 Relación entre la eficiencia térmica, la eficiencia de carbón y el consumo de GN para producir combustibles sintéticos-.....	155
Figura 7.6 Beneficio actualizado de los proyectos de GTL de capacidad de 10, 20 y 40 mil bpd, con escenario optimista y pesimista.....	162
Figura 7.7 VPN de la planta GTL con capacidad de 10,00 mil bpd, y escenario OPTIMISTA	167
Figura 7.8 VPN de la planta GTL con capacidad de 10,00 mil bpd, y escenario PESIMISTA.....	168
Figura 7.9 Sensibilidad de las variables de evaluación de un proyecto GTL	169
Figura 7.10 VPN de la inversión para la planta de 10,000 bpd	172
Figura 7.11 VPN de la inversión para la planta de 20,000 bpd	173
Figura 7.12 VPN de la inversión para la planta de 20,000 bpd	173
Figura C.1 Proceso Syntroleum.....	3
Figura C.2 Proceso Texaco	6
Figura C.3 Proceso Sasol	7
Figura C.4 Proceso Marathon.....	7
Figura C.5 Proceso ConocoPhillips.....	8

RESUMEN

Esta tesis se refiere al estudio de los combustibles sintéticos para el transporte a través de Gas Natural, mediante el uso de la tecnología de Gas a Líquidos (Gas-To-Liquid; GTL). Se plantearon dos preguntas en la hipótesis para determinar si es posible justificar la aplicación del proceso bajo estudio en México, a pesar de que se ha privilegiado el uso del gas en su mayor parte para la generación eléctrica. Para responder a las preguntas planteadas se hizo uso de técnicas de Inteligencia Tecnológica (mapas tecnológicos) y de Ingeniería de Proyectos. Al final del trabajo se concluyó que si es factible, tecnológica y económicamente, la aplicación del proceso GTL en nuestro país.

ABSTRACT

This thesis talks about the study of synthetic fuels for the transport through Natural Gas, by means of the use of the Gas to Liquids (GTL) technology. Two questions were considered in the hypothesis to determine if it is possible to justify the application of the process under study in Mexico, although the use of the gas mostly for the electrical generation has been privileged. In order to respond to the raised questions use was made of techniques of Technological Intelligence (technological maps) and of Engineering of Projects. At the end of the work one concluded that if he is feasible, technologically and economically, the application of process GTL in our country

Capítulo 0. Introducción

Justificación del proyecto

Con la Revolución Industrial se comenzaron a utilizar de forma intensiva, las fuentes energéticas que se almacenaron por millones de años en la tierra en forma de energía fósil. El primer energético utilizado a escala industrial fue el carbón, y posteriormente los hidrocarburos, petróleo y gas natural. En la actualidad, el uso de estos tres energéticos primarios, en las sociedades contemporáneas, han marcado la pauta del desarrollo económico, social, político, ecológico, etc., en los países desarrollados y en vías de desarrollo. No sólo se debería de considerar que este tipo de fuentes de energía son no renovables, sino también que la disponibilidad de las mismas es limitada, y su calidad, además de que su forma de explotación y uso sea amigable con el ambiente.

Existen otras fuentes de energía como las renovables las cuales son más amigables con el medioambiente, como los son: la energía hidráulica, la eólica, la geotérmica, etc., pero no han tenido un desarrollo para utilizarlas a una escala capaz de sustituir el uso de los energéticos fósiles. Otro tipo de fuente de energía utilizable actualmente a nivel mundial es la que se obtiene de la fisión nuclear que se ha desarrollado en EE. UU. y otros países de Europa, sin embargo, en las dos últimas décadas su utilización ha decaído en respuesta a la producción de residuos radioactivos y a la probabilidad de desarrollar armas nucleares.

Desde principios de la década de 1970, después de los grandes problemas de contaminación en ciudades, como Londres y Kyoto en la década de 1950, se comenzaron a gestar, a escala mundial, cierto número de tesis acerca del futuro de la vida en el planeta y los efectos que se habían generado debido a las actividades del ser humano y al uso indiscriminado de los recursos naturales.

Se han publicado gran número de estudios acerca del futuro de la humanidad, llegando a la conclusión de que **Desarrollo** debe ser **Sustentable**, es decir, que asegure la satisfacción de las necesidades de las sociedades actuales, sin comprometer las futuras generaciones. Esta tesis es la pauta actual en los sistemas de planeación mundial acerca del uso de los recursos naturales renovables y no renovables, de las guías de pensamiento y de la actuación de la sociedad, asimismo con desarrollos científicos y tecnológicos que no dañen, o se minimicen los efectos adversos al medioambiente por las actividades del ser humano.

Desgraciadamente, actualmente existen factores de mayor peso a escala mundial, como los económicos y de poder, que limitan el desarrollo armónico y justo los habitantes del planeta y sus recursos, pero, se ha logrado plasmar de forma incipiente y permanente, en casi todas las sociedades, que el uso de los recursos de forma eficiente y efectiva debe de estar encauzado por todos nosotros.

Así el tema a desarrollar en esta tesis se enfocó al estudio de la conversión de **Gas a Líquido (Gas-To-Liquid, GTL)**, que ha sido considerada como una alternativa para la producción de combustibles líquidos a partir de Gas Natural, y actualmente esta siendo estudiada mundialmente para su aplicación a escala comercial. Los productos obtenidos de este proceso son de alta

calidad, y se utilizan principalmente como combustibles de menor emisión contaminante, debido a su nulo contenido de compuestos de azufre y nitrógeno, y bajas concentraciones de compuestos aromáticos. Del mismo modo, se ha considerado la integración de este proceso para la coproducción de energía eléctrica y la producción de diferentes hidrocarburos (parafinas y α -olefinas) útiles como materias primas para la industria petroquímica.

El GTL consiste de tres etapas de procesamiento secuenciales, que son: la producción de gas de síntesis (Syngas), la sección de Reacción Fischer-Tropsch y el mejoramiento de los productos.

La producción del gas de síntesis (una mezcla de CO y H₂) es un proceso catalítico bien conocido en la industria del petróleo y química, ya que este se utiliza para la producción de hidrógeno, que es empleado como agente de hidrodesulfuración o hidrotratamiento de diversas fracciones de petróleo o en la fabricación de amoníaco y metanol.

El desarrollo de la segunda parte del proceso comenzó en 1923, cuando los químicos Franz Fischer y Hans Tropsch reportaron su trabajo sobre la hidrogenación de monóxido de carbono (CO + H₂) sobre un catalizador de hierro alcalino, y del cual se obtiene una mezcla de hidrocarburos lineales y α -olefinas de diversa longitud y características que son la parte central del proceso de conversión GTL.

Finalmente, en la sección de mejoramiento de productos, al obtenerse una serie de hidrocarburos lineales y α -olefinas, estas deben de ser separadas y tratadas para su aprovechamiento final como combustibles o productos útiles como materia prima en procesos petroquímicos. En esta sección del proceso GTL, se ocupan unidades estándar de la industria de la refinación.

Aportación

De esta forma, y una vez que se ha descrito de brevemente el proceso GTL, esta tesis pretende **aportar**, mediante la utilización de técnicas de inteligencia tecnológica y de Ingeniería de Proyectos, la posibilidad de aplicación de esta tecnología en México a través de un análisis metodológico y sistemático.

Objetivo General

A pesar de que en diversos pronósticos internacionales de largo plazo (al 2030) se ha privilegiado el uso del gas natural para la generación de energía eléctrica, al margen de poder utilizar otras fuentes de energía para generar electricidad, nuestro objetivo es determinar si la utilización de la tecnología GTL (Fischer-Tropsch), partiendo de una cantidad finita de gas natural, podrá contestar las preguntas planteadas en la hipótesis de esta tesis.

Hipótesis:

En función de la información que se encuentra en la literatura, técnica, científica y comercial, se plantean dos preguntas:

- **¿Es posible justificar la aplicación del proceso de conversión del Gas a Líquidos (GTL) en México?**, considerando sus ventajas y desventajas, y a su desarrollo actual (grado de madurez tecnológico), y

- **¿La co-producción de combustibles, energía eléctrica y la obtención de materia prima para procesos petroquímicos son lo suficientemente atractivas para su aplicación en nuestro país?**

Para probar que la tecnología GTL (Fischer-Tropsch) que proponemos es factible y sustentable para su aplicación en nuestro país, en esta tesis se desarrollarán:

- Una evaluación tecnológica de la conversión GTL, y
- Una evaluación económica de la tecnología de conversión GTL

Descripción del trabajo desarrollado

Este trabajo de tesis se desarrolló en 8 capítulos, que a continuación se describen brevemente.

En el **Capítulo 1: Marco Conceptual** se presenta una revisión de los aspectos relacionados al desarrollo sustentable, incluyendo la interrelación de la economía, la ecología y la energía, se incluye un marco socio-económico, tecnológico, ecológico que ha sido propuesto para asegurar el desarrollo en el planeta, para los años por venir.

En el **Capítulo 2: La Energía en México y el Mundo**, se presenta una revisión de las fuentes de energía utilizadas por la sociedad actual a nivel mundial y de forma particular en México, y diversos análisis acerca de las políticas energéticas, así como algunas prospectivas de Agencias Internacionales acerca de cuál será el consumo de energía y las fuentes que serán utilizadas, proyectados en un futuro mediano-largo (2020-2030). También se presenta un análisis del consumo de Gas Natural a escala mundial y nacional, y las proyecciones de consumo de este energético, también por agencias internacionales y las publicadas por la Secretaría de Energía de México (SENER), además de los datos publicados por PEMEX, CFE e INEGI. En este capítulo se determina en gran medida la factibilidad del proyecto, debido a que la disposición del Gas Natural como materia prima es primordial para la aplicación del proceso.

En el **Capítulo 3: Energía para el Futuro**, se presenta una revisión de las fuentes de energía que deben desarrollarse para asegurar un suministro de energía en el futuro. También se presentan las líneas de investigación que incrementarán el uso eficiente (tecnológico-ecológico y económico) de los recursos naturales. Finalmente, se presenta una breve revisión de los aspectos generales de la conversión de Gas A Líquidos y el porqué ha sido considerado como una alternativa para el suministro de energía en el futuro.

En el **Capítulo 4: Estado de Arte de la conversión de GTL**, se presenta el desarrollo científico-tecnológico, del proceso GTL, pero se tiene un énfasis particular en la síntesis Fischer-Tropsch, debido a que las otras dos secciones del proceso son bien conocidas en la industria del petróleo y/o energéticas. En éste se hace una revisión de los parámetros de proceso, los catalizadores y reactores diseñados y desarrollados.

En el **Capítulo 5: Utilización Actual y futura del proceso GTL**, se determinaron los factores que han favorecido el creciente interés en la tecnología GTL, y se presenta la versatilidad del proceso GTL y sus productos, así como aspectos ambientales y económicos relacionados. Se

hizo una revisión de las principales compañías a nivel mundial involucradas en desarrollo GTL, así como las plantas a escala industrial en operación, las plantas piloto y los diferentes proyectos anunciados en diversas partes del mundo, reportando su tipo de tecnología de proceso y equipo GTL, su escala y/o alcances, capacidad, inversión, etc.

En el **Capítulo 6: Análisis Tecnológico del proceso GTL**, se utilizaron algunas de las técnicas de inteligencia tecnológica para determinar el estado de desarrollo e identificar a las principales compañías y centros de investigación involucrados en el área tecnológica específica; su grado de interés, sus líneas de desarrollo y su posición y/o estrategia tecnológica. Los capítulos 4, 5 y 6 determinan la factibilidad tecnológica del proceso GTL.

En el **Capítulo 7: Evaluación económica preliminar del proceso GTL**, con la información recabada de las plantas existentes a escala mundial, la de las posibles y probables licitantes de tecnología y la de los proyectos actuales en desarrollo, en este capítulo se presenta la evaluación económica preeliminar para su aplicación en México, con el cálculo de las variables de evaluación económica de proyectos: Valor Presente Neto (VPN), y Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI) se determinó la factibilidad económica; para reducir el grado de incertidumbre de esta evaluación se utilizó la simulación Montecarlo para determinar los flujos de efectivo del proyecto con la parametrización de las variables económicas clave (costo del gas natural y de los productos, entre otros) para obtener los intervalos de confiabilidad de la inversión.

En el **Capítulo 8: Conclusiones y recomendaciones generales**, se presentan las conclusiones de esta tesis y la comprobación o rechazo de la hipótesis planteada, así como las recomendaciones que se produjeron durante el desarrollo de la misma.

Capítulo 1. Marco Conceptual

1.0 Introducción

Después de haber finalizado el siglo XX la humanidad esta experimentando un proceso de cambio respecto a los flujos de conocimiento e información a niveles sin precedentes. Los retos tecnológicos y científicos a los que se enfrenta el ser humano deben de asegurar un desarrollo sustentable, armónico y suficiente, que permita consolidar los equilibrios sociales y económicos.

Existe actualmente un amplio consenso en diferentes disciplinas (económicas, científicas, tecnológicas, etc.) relacionado con el suministro y uso de energía, ya que ésta constituye un elemento esencial de la calidad de vida, siendo un insumo para la mayoría de las actividades productivas. De forma que la disponibilidad de energía tiene un papel principal en el desarrollo.

Este capítulo tiene como objetivo analizar los diversos aspectos relacionados con la energía y las políticas energéticas implementadas en México, el uso de las fuentes de energía actuales, empleando los principios de desarrollo sustentable y termodinámico que sirvan para asegurar un uso eficiente y efectivo de los recursos naturales.

1.1 Marco Socio-Económico

Los factores que impulsarán el crecimiento de la economía mundial serán (IMP, 2001): (a) una notable expansión del comercio internacional; (b) mayor movilidad en el intercambio de los factores (capital y trabajo) y (c) el uso de la tecnología para la producción de bienes y servicios asegurando un desarrollo sustentable.

En el Proyecto del Milenio (*Glenn, 2004*) se concluyó que el desarrollo científico y tecnológico de los próximos 25 años se deberá de enfocar en diversos problemas, entre los cuales, uno de los más importantes será el asegurar un suministro de energía, accesible, ambientalmente benigna, y utilizando los recursos naturales en forma eficiente.

A continuación se presenta un resumen de las líneas generales que son el marco del desarrollo futuro (*IMP, 2001y ELA, 2005*): Economía, Tecnología, Política y Sociedad, Ecología y Energía.

Economía. Se espera que en los próximos 25 años la economía mundial crezca positivamente a tasas del 3%, destacándose las mayores tasas de crecimiento en los países asiáticos en vías de desarrollo, principalmente China e India con tasas de crecimiento del 5.1% anual. Los factores que impulsarán este crecimiento son: una expansión notable del comercio internacional; mayor movilidad en el intercambio de los factores (capital y trabajo) y la incorporación de la tecnología en la producción de bienes y servicios. Por su posición geográfica, es probable que México se consolide como la plataforma comercial del continente americano, particularmente de América del Norte. Los sectores económicos que continuarán mostrando un alto grado de dinamismo en nuestro país en los próximos 25 años serán: el energético, la construcción, el sector automotriz y los relacionados con la maquila y las telecomunicaciones.

Tecnología. La capacidad tecnológica de las empresas y los gobiernos para adaptar y desarrollar tecnología serán clave para asegurar su éxito. La inversión en investigación y desarrollo serán fundamentales para la aplicación tecnológica de innovaciones que permitirán un uso eficiente, con un elevado desempeño de rentabilidad y capacidad de producción de satisfactores adecuados para las necesidades de la humanidad. México requerida impulsar el desarrollo y la especialización para generar tecnologías competitivas, teniendo como objetivo elevar y promover la capacidad técnica del país.

Política y Sociedad. La política internacional se deberá consolidar en sistemas más abiertos basados en la democracia como elemento catalizador de las presiones sociales. En México se espera tener un sistema democrático con un fuerte equilibrio entre los tres poderes de la federación, fundados en un sistema político democrático. El proceso de integración económica de los países contribuirá con un incremento en los niveles educativo y de vida, etc., los cuales serán promovidos por la mayor integración de los mercados, como el caso de la Unión Europea. Los gobiernos deberán trabajar más en lo tocante a los aspectos de justicia y distribución de la riqueza. La población continuara creciendo, principalmente en los países en vías de desarrollo, manteniéndose como probables fuentes de mano de obra, y consumidora de los factores de producción.

Ecología. Durante la última década del siglo XX se vio nacer una fuerte conciencia ecológica en la humanidad; esta nueva conciencia genera fuertes presiones en los sistemas industriales, políticos y económicos para favorecer un desarrollo sustentable y un aprovechamiento eficiente de lo recursos naturales, que genere el menor, o nulo, impacto. A escala mundial se han presentado normas más estrictas para la eliminación de contaminantes y la protección de los recursos naturales, principalmente el agua. México realiza un seguimiento de las regulaciones vigentes en Estados Unidos desde que se firmo el TLCAN. En 1994 se publico la Ley General de Equilibrio y Protección al Ambiente, en la cual se establecieron los lineamientos generales del marco regulatorio y la emisión posterior de leyes y normas oficiales mexicanas para el control, reducción y manejo de contaminantes.

Energía. Existen dos formas de pensamiento acerca del suministro de energía (Vargas, 2004). Por un lado, las de los *economistas de libre mercado*, quienes ven la energía simplemente como un bien que tiene un precio, igual que otros bienes y los recursos energéticos están sujetos a las leyes de mercado, de acuerdo a ellos: entre más energía usemos, más tendremos y si aparece una crisis energética, ésta será un hecho temporal causado por “imperfecciones del mercado”; los funcionarios que elaboran las políticas energéticas tienden a creerles a los economistas por que ellos tienen un mensaje menos duro y ninguno de ellos quiere ser el vocero de malas nuevas, en el sentido de que una crisis energética pueda afectar los modos de vida. Por otro lado, la posición que corresponde a los investigadores de las reservas de petróleo independientes, consideran que los economistas no toman en consideración importantes aspectos físicos y de la realidad, de acuerdo a ellos esto es peligroso, ya que el petróleo se acabará y será más pronto de lo que los economistas piensan; ellos consideran que las estimaciones de las reservas hechas por los economistas son correctas, pero también han falseado la información ya que se han estimado cifras que sobrepasan en mucho las reservas realmente existentes. Por lo tanto, el suministro de energía está siendo considerado por las naciones como un problema de seguridad nacional; al establecerse una relación directa entre el consumo de energía y el nivel de bienestar. En los años por venir es muy probable que nuestra principal fuente de energía continúe siendo los hidrocarburos, pero actualmente se vive una preocupación por su suministro. El uso adecuado y

las tecnologías de explotación y producción deberán optimizarse para asegurar una máxima recuperación de estos recursos. La Investigación y desarrollo de tecnologías para el uso de fuentes alternativas de energía, diferentes a la energía solar fósil, está siendo considerada de importancia fundamental.

1.2 Desarrollo sustentable

El futuro de la vida en nuestro planeta es un tema de creciente interés a escala mundial, así como las diversas preocupaciones con respecto a los efectos que las actividades humanas han tenido sobre los diferentes ecosistemas. La visión de asegurar un desarrollo sustentable global ha tenido un fuerte apoyo internacional, que ha sido plasmado en diferentes Declaraciones y Protocolos.

En 1972 se publicaron los estudios sobre los “límites al crecimiento”, auspiciados por el club de Roma, en donde se estableció que de continuar sin cambios las tendencias de crecimiento de la población mundial, la industrialización, la contaminación, la producción de alimentos y el agotamiento de los recursos naturales, en un periodo de 100 años se alcanzarían los límites de crecimiento, con un probable declive, súbito e insostenible, tanto de la población como de la capacidad industrial. Ante tales previsiones se requiere una rápida modificación de las tendencias de crecimiento y establecimiento de normas de estabilidad ecológica y económica que permiten alcanzar el equilibrio global¹.

La frase “**Desarrollo Sustentable**” fue acuñada durante la Conferencia de Naciones Unidas sobre Medio Ambiente de Estocolmo, Suecia, en 1972, durante la presentación del informe Brundtland se definió:

Desarrollo Sustentable: es todo aquel “desarrollo que asegura las necesidades de la sociedad presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”²

Este concepto de desarrollo sustentable conlleva a la existencia de condiciones económicas, tecnológicas, ecológicas, sociales y políticas que permitan el funcionamiento de las sociedades de una forma armónica en el tiempo y espacio. De lo anterior se puede resumir que (*Escobar, 2003*):

- El desarrollo sustentable es una *necesidad básica*, es decir, la actividad económica y el desarrollo industrial se deberán enfocar a la creación de riqueza y a las necesidades de la población de consumir bienes y servicios.
- El desarrollo sustentable es *futuro orientado*; crear oportunidades de trabajo y riqueza en un momento dado y a largo plazo; las acciones tomadas para esto no deberán comprometer el bienestar social y material de la población.
- El desarrollo sustentable es *conservación orientada*; es la conservación de recursos no renovables, no tan fácilmente renovables o limitados.

¹ Citado en Pichis Madruga, Ramón, “Tecnología, Energía y Medio Ambiente...”, pp. 50-51.

² Brundtland, G.H. et al., 1987, Our common future, World Commission on Environment and Development (WCED).

1.3 La termodinámica y el desarrollo sustentable

La termodinámica es un componente clave en el análisis de los sistemas y equipos en los cuales la energía se transforma o es transferida. La termodinámica pura está muy lejos de ser aplicada a gran escala en las diferentes actividades humanas. A través del desarrollo tecnológico mundial el desarrollo científico ha promovido nuestras habilidades para manipular la energía y utilizarla para satisfacer las necesidades de la sociedad. La revolución industrial fue un resultado del descubrimiento de cómo explotar la energía y de cómo convertir el calor en trabajo. La naturaleza permite la conversión total del trabajo en calor, pero el calor no puede ser convertido completamente en trabajo. Por esta razón la eficiencia de una inversión debida al uso de una fuente de calor se compara con el trabajo obtenido.

El concepto de energía se introdujo por primera vez en la mecánica por Newton cuando estableció su hipótesis acerca de la energía cinética y potencial. Sin embargo, el concepto unificado de energía en la física no se adoptó sino hasta mediados del siglo 19, y fue considerado como uno de los avances más notables del siglo. El concepto de energía hoy día es muy familiar y se pudiera decir que obvio, pero existen diversas dificultades para definirlo exactamente. La energía es una cantidad escalar que no puede ser cuantificada directamente pero puede ser registrada y evaluada indirectamente. El valor absoluto de la energía que contiene un sistema es difícil de medir, mientras que un cambio de energía se registra más fácilmente. En nuestra vida diaria los ejemplos de energía son infinitos. El sol es la mayor fuente de energía de la tierra; éste emite un espectro de energía que viaja a través del espacio como radiación electromagnética. La energía también se asocia con la estructura de la materia y puede ser liberada por reacciones químicas o nucleares (Dincer, 2001).

La primera ley de la termodinámica se conoce como la ley de conservación de la energía. Implica que la energía no puede ser creada ni destruida solo cambia su forma, además define la energía interna como una función de estado que establece formalmente la conservación de la energía. Sin embargo, esta no provee información acerca de la dirección en la cual los procesos pueden ocurrir en forma espontánea, que es el aspecto de la reversibilidad termodinámica de los procesos, un principio derivado experimentalmente para caracterizar la capacidad de la energía de realizar trabajo se finca en la segunda ley de la termodinámica.

Durante los últimos 50 años nuestra visión de la naturaleza ha cambiado drásticamente. Las ciencias clásicas se enfocaban en el equilibrio y la estabilidad, hoy día nosotros vemos fluctuaciones, inestabilidades, procesos evolutivos en todos los niveles de la química, física y biología. Donde sea vemos procesos irreversibles con los cuales la simetría es rota. La diferencia entre procesos reversibles e irreversibles se introdujo en la termodinámica con el concepto de entropía. La formulación de la entropía es fundamental para comprender los aspectos termodinámicos de la organización y evolución de la vida. Cuando un sistema está aislado el incremento de energía es cero, pero la entropía continuara incrementándose debido a la irreversibilidad de los procesos hasta alcanzar un valor máximo, el cual es el estado de equilibrio termodinámico. En el estado de equilibrio todos los procesos irreversibles cesan. Cuando un sistema comienza a intercambiar entropía con el exterior entonces, de forma general, se rompe el equilibrio y la entropía que se produce de los procesos irreversibles comienza a incrementarse. El cambio de entropía se debe al intercambio de materia y energía. El flujo de entropía de un sistema adiabático es siempre superior al flujo de entropía que entra al mismo, el incremento se debe a la entropía producida en los procesos irreversibles dentro del sistema.

A pesar de que los procesos espontáneos sólo se llevan a cabo en una sola dirección, la primera ley de la termodinámica no es útil para definirla, simplemente nos dice como una forma de energía es convertida en otra. La segunda ley de la termodinámica establece la diferencia entre la calidad de las diferentes formas de la energía y explica porque algunos procesos pueden ocurrir espontáneamente, mientras que otros no.

A pesar de que existen diversas formulaciones de la segunda ley de la termodinámica, las más conocidas son las de Clausius y Kelvin-Planck:

Clausius: “Es imposible que un sistema transfiera calor de un depósito de baja temperatura a un depósito de temperatura mayor. Simplemente, las transferencia de calor solo puede ocurrir espontáneamente en la dirección de la disminución de la temperatura”

Kelvin-Planck: “es imposible para un sistema el recibir una cantidad dada de calor desde un depósito de alta temperatura y proveer una cantidad igual de trabajo a la salida”.

En un proceso industrial con fines de producción de energía obtenemos una cierta cantidad útil de la misma para realizar trabajo, y otra cantidad residual inútil, degradada, que lo único que provoca es un calentamiento del ambiente. Para diferenciar estos dos tipos de energía, se acuñó el término de *exergía*.

El concepto de exergía está asociado al desequilibrio entre un sistema y su entorno, determinado por la diferencia entre los valores de una variable dinámica que los caracteriza (por ejemplo la temperatura o la presión). El desequilibrio consiste en que el valor de la variable dinámica en cuestión es diferente para el sistema y su entorno y, por ello, ambos están en desequilibrio.

La exergía es la medida cuantitativa de la cantidad máxima de trabajo que puede obtenerse de un desequilibrio entre un sistema y el ambiente que lo rodea; determina de forma cuantitativa el valor termodinámico de cualquier recurso y permite analizar rigurosamente el desperdicio de los recursos en las actividades de una sociedad, estableciendo pautas cuantitativas para su ahorro y uso eficiente. El mayor contenido de exergía en un determinado tipo de energía será lo más valioso desde el punto de vista tecnológico y económico.

La crisis del petróleo ocurrida a principios de la década de los setenta y el desafío a que se vieron enfrentadas las economías de los países, puso en primer plano el concepto de exergía. Los países reaccionaron ante estos problemas buscando nuevos proveedores, disminuyendo los gastos de combustible mediante el ahorro y el uso más eficiente de recursos (en todos los sectores de la sociedad, industria, transporte, agricultura), mientras que los que estaban en condiciones de hacerlo se lanzaron a una labor de investigación de las fuentes renovables de energía.

Entre las ventajas de la utilización de la exergía se tiene (*Dincer, 2001*):

- Es una herramienta fundamental cuando se trata de determinar los impactos del uso de los recursos en el ambiente.
- Es un método efectivo para utilizar los principios de conservación de materia, junto con la segunda ley de la termodinámica para el diseño y análisis de sistemas energéticos.

- Es una técnica aplicable para cumplir con un uso futuro de los recursos energéticos eficientemente, y permite localizar los tipos y magnitudes reales de los desperdicios y pérdidas.
- Es una técnica eficaz para determinar donde es posible, y donde no, se pueden optimizar los sistemas energéticos.
- Es un elemento clave del desarrollo sustentable.

Un ingeniero que diseña un sistema espera siempre alcanzar la máxima eficiencia técnica con el menor costo bajo las condiciones técnicas, económicas y legales vigentes, pero también tomando en consideración las consecuencias éticas, ecológicas y sociales. La exergía es un concepto que le puede facilitar su trabajo; de forma que la exergía puede ayudarlo a descubrir donde hay pérdidas y oportunidades para alcanzar un mayor grado de eficiencia. Los análisis de exergía han sido propuestos como un método para auxiliar los trabajos de diseño de un producto o proceso (*Wall, 2001*).

La exergía se define como una disciplina diferente, debido a su naturaleza interdisciplinaria, al ser la convergencia entre energía, ecología y desarrollo sustentable (Figura 1.1). La producción, transformación, transporte y uso de la energía tienen un impacto importante en el ambiente terrestre.



Figura 1.1 El triángulo interdisciplinario de la Exergía

Fuente: (Dincer, 2001)

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) para productos o procesos ha sido desarrollado en las últimas décadas, para analizar los problemas ambientales asociados con la producción, uso, disposición o reutilización de productos. Para llevar a cabo ACV se ha establecido un esquema para llevar a cabo el análisis (*Cornelissen, 1997*). El ACV utiliza un enfoque de la cuna a la tumba (cradle-to-grave) tomando en cuenta el ciclo completo de vida de un producto. Se pueden distinguir cuatro elementos en un ACV. La *definición de las metas y alcance* del tema de estudio se determina la relación de la aplicación buscada. La unidad funcional de un producto, la dimensión espacial y el horizonte de tiempo deben ser determinadas. En el *análisis de invención el ciclo de vida completo* de un producto o proceso es analizado obteniéndose la tabla de invención, que es una lista de las entradas y salidas al ambiente. El paso de *aseguramiento del impacto* es un proceso compuesto de tres pasos. En el primer paso, se determina la clasificación de los problemas ambientales que serán considerados y cuales extracciones y emisiones contribuyen con los mismos. En el

segundo paso, la caracterización y contribución de las emisiones de los problemas ambientales seleccionados se estiman. El tercer paso es la evaluación de los problemas ambientales seleccionados. El elemento final del análisis *es el mejoramiento del mismo*.

La irreversibilidad durante el ciclo de vida completo permite evaluar el grado de perfección termodinámica de los procesos de producción, lo cual conduciría al análisis de las rutas de producción con mejor desempeño termodinámico y con menos daño al ambiente que conduzcan a la manufactura de bienes y/o servicios de la demanda final (*Rotstein, 1979 y Escobar, Carlos, 1991*).

Tomando como base el enfoque sobre el ciclo de vida en combinación con el análisis de exergía, Cornelissen³ (1997), propuso el Análisis del Ciclo de Vida Exérgico (ACVE). El ACVE proporciona un mejor parámetro del agotamiento de los recursos naturales gracias al concepto de irreversibilidad en el ciclo de vida de un producto o un proceso.

En el caso de los combustibles fósiles la utilidad es determinada por el potencial de trabajo o mejor dicho por su exergía. Esta es perdida después de su uso, que en el caso más común es el quemado. De forma que las reservas de combustibles fósiles disminuirán por su uso en el quemado. Sin embargo, las reservas materiales también disminuirán en el caso de que los combustibles sean utilizados en usos no energéticos, por ejemplo, la producción de plásticos. El potencial de trabajo es perdido, entonces, sólo parcialmente, ya que el plástico también puede ser utilizado como combustible. El uso de criterios para determinar la pérdida de los recursos naturales se debe basar en la relación entre el uso de los combustibles y su disminución en las reservas, considerando su potencial de trabajo.

El mismo autor, presenta una extensión del ACVE a un método llamado cero-ACVE, que incluye el abatimiento de las emisiones al ambiente. Éste proporciona un mejor indicador del esfuerzo y las oportunidades que haya que realizar o aprovechar en términos del desarrollo de procesos necesarios para prevenir y/o anular las emisiones dañinas al ambiente.

Un Análisis del Ciclo de Vida Exérgico es un método sugerido para cumplir las restricciones ambientales (*Dincer, 2001*)

1.4 Economía-Energía-Ecología

En las últimas décadas se ha tenido un creciente interés en los temas ambientales debido a la amplia difusión de la tesis de que el desarrollo debe ser sustentable. En el sector energético el debate de la necesidad de un desarrollo sustentable a escala global tiene como objetivo central el incremento de la eficiencia energética y el fomento en el uso de las fuentes renovables de energía (*Pichs Madruga, 1998*).

Desde una perspectiva histórica existe un estrecho vínculo entre la evolución de las diferentes formas de producir y consumir la energía y las diferentes fases de desarrollo tecnológico de cada país. Las variables energéticas (escasez o abundancia de energía) juegan un papel clave como punto de partida para explicar las grandes transformaciones tecnológicas, que ha su vez, tienen implicaciones ecológicas significativas.

³ Cornelissen, R. I. (1997) "Thermodynamics and sustainable development"

Actualmente la Economía, Energía y Ecología tienen una fuerte interrelación, debido a la rapidez de los cambios tecnológicos (Rivero, 1988), aunado a la reestructuración energética mundial y el debate acerca del cambio climático, sus posibles causas, tendencias, implicaciones y niveles de responsabilidad de los distintos países.

Los mercados internacionales de energía están inmersos en un proceso de desarrollo tecnológico acelerado y globalización económica. Los combustibles fósiles actualmente suministran la mayor parte de la energía consumida a nivel mundial, y se deberá considerar su uso para el siglo XXI (ver capítulo 2).

La relación de **Energía-Economía** se manifiesta en el consumo de energía y las fuentes de suministro. En especial con respecto al petróleo, el mundo ha sido testigo de diversos eventos internacionales que se han registrado desde principios de 1970. Comenzando con el embargo petrolero por parte de la OPEC, los precios internacionales del petróleo han mostrado un comportamiento diversificado con respecto a la oferta y demanda en el mercado internacional. En la figura 1.2 se observa el comportamiento del precio de petróleo, del West Texas Internacional, de principios de 1970 y hasta el 2000 cuando se realizaron los acuerdos para estabilizar los precios del petróleo.

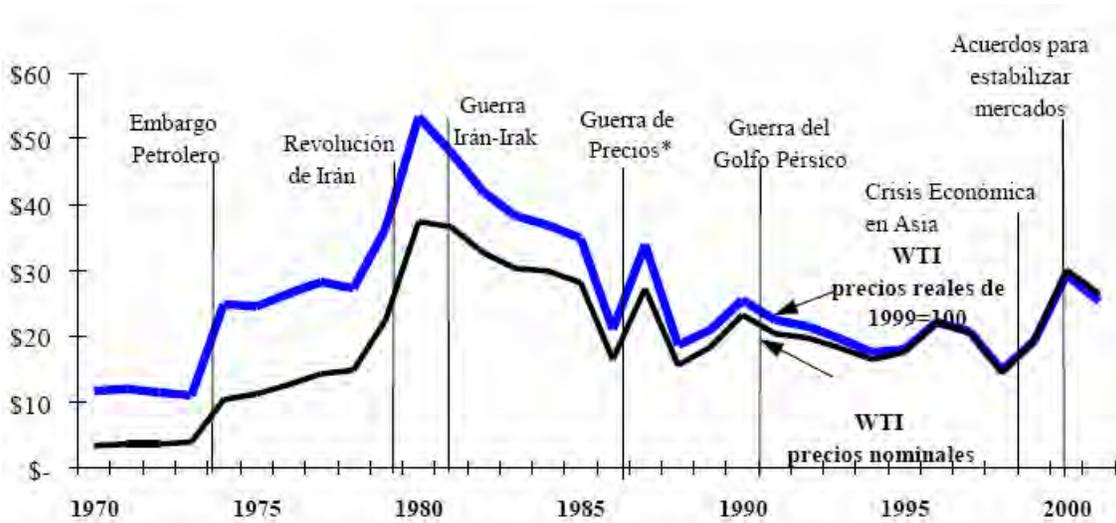


Figura 1.2 Precios Nominales y en términos reales del Crudo West Texas (dólares por barril)

Fuente: **SENER**, (2001) Programa Sectorial de Energía, México. Notas: (1) Índice de precios al productor 1999=100; (2) Precios anuales */fijación de precios “netback”, abandono de los precios oficiales de la OPEP; (3) para el año 2001 precio estimado por PIRA Energy Group.

Debido a los últimos acontecimientos a escala mundial (atentados terroristas del 2001 y las invasiones de Afganistán e Irak en el 2002 y 2003, respectivamente) los precios internacionales han sufrido una escalada sin precedentes, México no ha estado fuera de estos acontecimientos y ha seguido la escalada de precios internacionales al seguir muy de cerca los precios de los crudos marcadores WTI y Brent del norte. En la figura 1.3 se presenta la evolución de precios de la mezcla mexicana de petróleo en el período de 1991 a los primeros meses del 2005.

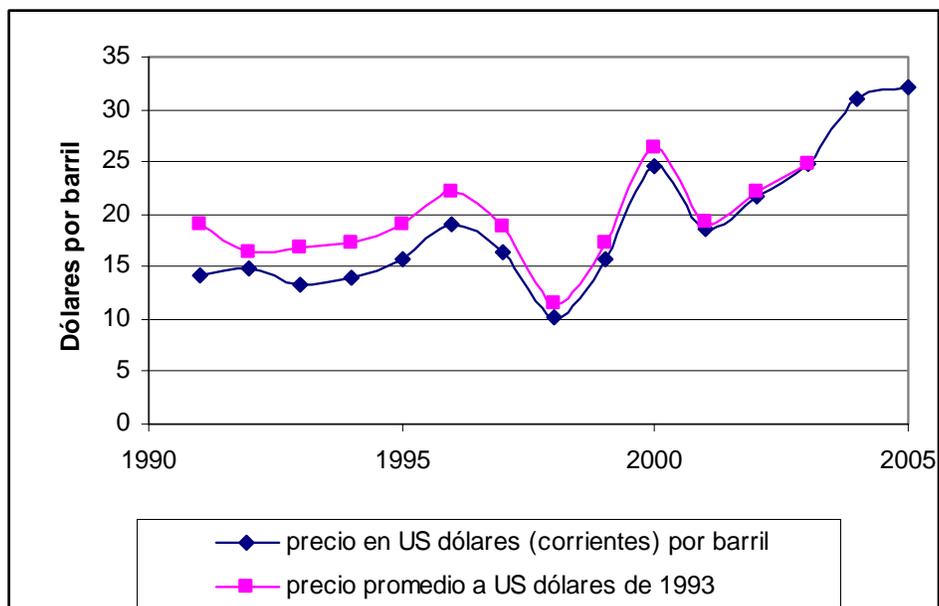


Figura 1.3 Precios Nominales y en términos reales de la mezcla mexicana de exportación

Fuente: PEMEX, Anuario estadístico 2004 y página electrónica de PEMEX: www.pemex.com. Notas: 1 2005 sólo incluye enero, febrero y marzo de este año.

Más recientemente, la relación **energía-ecología** se originó debido a diferentes grados de concientización de los efectos de consumir energía fósil y sus emisiones gaseosas (*Rivero, 1988*). El debate internacional sobre medio ambiente y desarrollo ocupa un lugar central, ya que el sector energético se ha identificado como la fuente más importante de emisión de gases de efecto invernadero o precursores del calentamiento global (*Steinfeld, 2001*).

La inercia estructural en la producción mundial de contaminantes generados por el sector energía, debido principalmente al predominio de la oferta de combustibles fósiles, junto con su distribución desigual, son aspectos centrales (*IEA, 2004*).

1.5. Emisiones y Problemas Globales

El crecimiento en el consumo mundial de combustibles ha tenido como consecuencia un aumento de la contaminación global generada por el sector energía y sus principales usuarios. Los principales contaminantes relacionados al sector energía son: plomo, SO_x, NO_x, metano, partículas suspendidas y CO₂. Su presencia en el ambiente origina una serie de consecuencias ambientales que aún hoy están en debate. La emisión de gases de efecto invernadero al ambiente toma millones de años en transformarse, por lo que, al permanecer en la atmósfera crean un efecto invernadero al evitar que parte de la radiación que se recibe del sol, sea de nueva cuenta radiada al espacio, originando un incremento de la temperatura del ambiente.

La consecuencia más visible del efecto invernadero es un aumento de la temperatura media de la tierra y el mar, con un valor de $0.65 \pm 0.05^\circ\text{C}$, de 1865 a 1995 (*Wuebel, 2001*). Las emisiones de CO₂ se han incrementado en la atmósfera de 280, ppm medidas en burbujas de aire atrapadas en glaciares prehistóricos, a niveles de 316 ppm en 1959, primeros registros exactos de

concentración, a 364 ppm en 1997, teniendo una tasa de crecimiento de 1.2 ppm/año o 0.4%/año (Holdrin, 2001). Las emisiones CH₄ representan menos del 0.5% del CO₂, pero este tiene un efecto de gas invernadero superior en 50 veces al primero para retener calor. Las mediciones registradas de la concentración de bióxido de carbono se presentan en la figura 1.4.

Los efectos del calentamiento global de la tierra aún están bajo debate, pero para un país como México, se tiene un alto grado de vulnerabilidad (SENER, 2002 y SEMARNAT, 2002). Económicamente las emisiones de CO₂ se asocian a los principales procesos productivos y de transporte que dan sustento a las economías más avanzadas del mundo; además de las emisiones de metano de campos de producción de petróleo con gas asociado.

Las emisiones de dióxido de azufre y otros gases resultan en la formación de aerosoles que pueden afectar el clima. Los aerosoles afectan directamente el clima por la absorción de radiación solar y actuar como núcleos de condensación. Generando lluvia ácida en ciertas regiones del planeta. Más de la mitad de las emisiones de SO₂ provienen de actividades relacionadas con el ser humano (Wuebels, 2001), principalmente de la combustión de carbón e hidrocarburos fósiles.

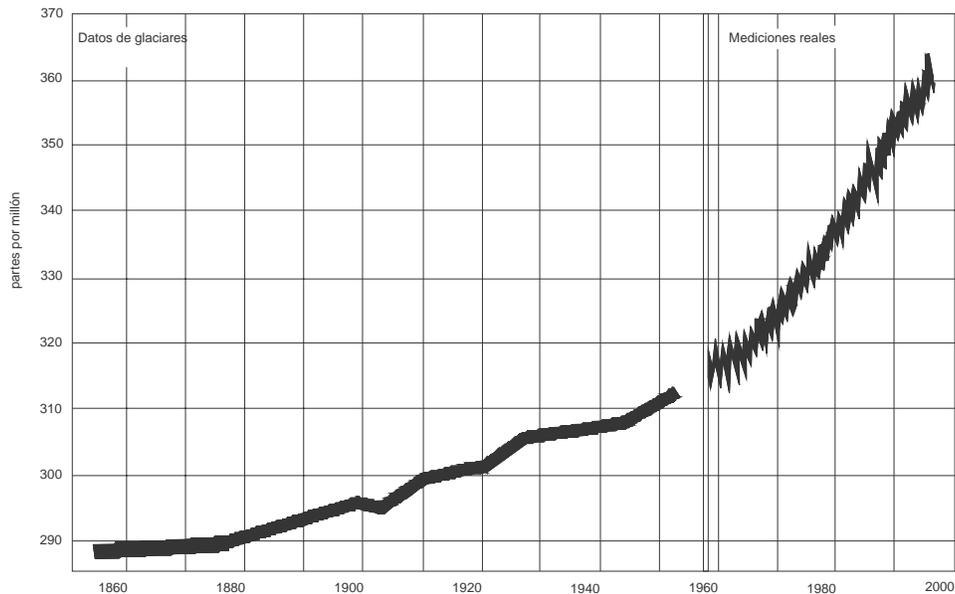


Figura 1.4 Medidas de concentración de CO₂ en la atmósfera

Fuente: Holdrin, P. J. y Smith, K. R., (2001) World Energy Assessment: energy and the Challenge of sustainability, EE.UU

De acuerdo al Estudio de País (INE, 1995) algunos de los efectos principales del cambio climático que afectarían las condiciones naturales del país serían: cambio en la humedad de suelos y aire, agudización de sequías y desertificación, pérdida de biodiversidad e impacto en los ecosistemas costeros y marinos, etcétera.

Considerando los posibles efectos sobre la humanidad de la emisión de gases de efecto invernadero y el calentamiento global de la tierra se organizó la Conferencia de Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo, de Río de Janeiro, 1994. Las medidas propuestas para

mitigar el efecto invernadero se dirigieron principalmente a modificar los patrones de producción y consumo de energía (ONU, 1992).

A escala mundial se han llevado a cabo negociaciones con respecto al cambio climático en las que se ha insistido en el principio de responsabilidad común pero diferenciada. De estas negociaciones internacionales, en 1997 se definió el Protocolo de Kyoto (ONU, 1997) con el fin de establecer los niveles de reducción en la emisión de gases de efecto invernadero de los países de anexo I. El protocolo establece tres mecanismos flexibles para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero: implementación conjunta, mecanismo de desarrollo limpio y el comercio de emisiones.

1.6 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se examinaron de forma general diversos aspectos relacionados con el sector energético. Los factores que impulsaran el desarrollo económico son: la economía, tecnología, política y sociedad, ecología y energía, además de que se debe de considerar que este desarrollo debe de realizarse tomando en cuenta los principios del desarrollo sustentable, sumando los de exergia y el análisis del ciclo de vida.

La relación entre los factores Económicos, Ecológicos y Energéticos deben ser consideradas para que el suministro de energía este asegurado con combustibles que tengan un bajo impacto a los ecosistemas y que sean accesibles para la población.

En esta tesis se revisaran diversos aspectos relacionados con el nivel de desarrollo tecnológico del proceso de conversión de gas a líquidos mediante la síntesis Fischer-Tropsch a partir del uso de gas natural.

1.7 Bibliografía

1. **Cornelissen, R. L., (1997)** “*Thermodynamics and sustainable development*” Tesis de Doctorado, Universidad de Groningen, Holanda
2. **Dincer, I, y Cengel, Y. A., (2001)** “Energy, Entropy and Exergy Concepts and Their Roles in thermal engineering”, entropy, Vol. 3, pp. 116-149
3. **Escobar, Carlos, (1991)**, “Rutas tecnológicas de uso eficiente de energía para la Industria Petroquímica Mexicana”. Dynamis. Boletín de Energía de la UNAM. Programa Universitario de Energía. Mayo-Agosto 1991. México, D.F.
4. **Escobar, Carlos, (2003)**, “Desarrollo Sustentable y análisis de Exergia”, Gaceta FQ de la UNAM. IV época, No. 74. Agosto-Septiembre. México, D.F. pp. 10-12
5. **Glenn, J.C., Gordon, T.J., (2004)** “Future Issues of science and technology”, Technological Forecasting and Social Change, Vol. 71, no. 3, pp 405-416
6. **IEA, -International Energy Agency- (2004)** *Key World energy statistics-2004*, Francia 2004
7. **INE -Instituto Nacional de Ecología-, (1996)**, *Estudio de País, México 1994-1995*
8. **IMP –Instituto Mexicano del Petróleo- (2001)**, *Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025*, México, primera edición, 230 páginas
9. **ONU -Organización de las Naciones Unidas- (1992)**, *Convención Marco de Las Naciones Unidas sobre el el Cambio Climático*, 1992
10. **ONU –Organización de las Naciones Unidas- (1997)**, *Protocolo de Kyoto convención del Marco de las naciones Unidas sobre el cambio climático 1997*

11. **Pichs Madrugada, R. (1998)** *Tecnología Energía y Medio Ambiente. Potencialidades y limitaciones internacionales para una reestructuración energética sostenible y retos para México*, Tesis Doctoral, Facultad de Economía UNAM, México.
12. **Rivero, R. R. (1988)** *Innovaciones tecnológicas en la administración de energía*, presentado en el Coloquio Regional de Ciencia y Tecnología sobre ahorro y conservación de energía, Tampico.
13. **Rotstein, E., Stephanopoulos, G., 1979**, “*Thermodynamic availability and entropy creation in the selection of chemical process technologies*”, *Lat. am. j. chem. eng. appl. chem.*, Vol. 9, 89-100
14. **SENER -Secretaría de Energía-, (2001)** *Programa Sectorial de Energía 2001-2006*, México.
15. **SENER y SEMARNAT (2002)**, *Programa Energía y Medio Ambiente hacia el desarrollo sustentable 2002*, México
16. **Steinfeld, J., I. (2001)** *Climate Change and energy Options: Decision Making in the midst of uncertainty*, *Fuel Processing Technology* Vol. 70. 2001, pp 124-129
17. **Wall, G. y Gong, M. (2001)**, “On exergy and sustainable development-Part 1 Conditions and concepts”, *Exergy, an international Journal*, Vol. 3, pp. 128-145
18. **Wuebels, D. J. Y Jain, A. K., (2001)**, “Concerns about climate change and the role of fossil fuel use”, *Fuel Processing Technology*, Vol 71, pp 99-119

Capítulo 2 La energía en México y el Mundo

2.1 Introducción

En este capítulo se realizó una revisión de los diversos aspectos del mercado de energía, teniendo un énfasis, en el gas natural. Se presenta el consumo de energía a escala mundial de forma general y de forma más específica para México. Se utilizaron diversas fuentes de datos acerca de energía, nacionales e internacionales, así como estudios prospectivos de las fuentes de energía a utilizar, en los años próximos. Para el caso de México se realizó un análisis de la política energética del país, del mercado y de diversos aspectos que se han publicado en los diarios nacionales, en los últimos meses. Finalmente, en el apéndice A se presentan las tablas de los datos con que se construyeron las figuras de este capítulo.

2.2 La Energía en el Mundo

2.2.1 Consumo de Energía en el mundo

El consumo energético mundial se incremento desde inicios de la revolución industrial y hasta la fecha se ha tenido un crecimiento continuo en su uso. El consumo total de energía para 1993 fue de 334.8 EJ (ExaJoules = 1×10^{18}), y para 2003 fue de 407.8 EJ, teniendo una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 1.7% entre. La tendencia histórica del consumo de fuentes de energía primaria en el período de 1980 al 2003 se presenta en la figura 2.1. Como se puede ver en esta gráfica, el consumo de energía tuvo un crecimiento sostenido en el período mostrado. También es fácil ver tres grupos de suministro de energía, el primer grupo esta formado por fuentes fósiles de energía, que son el petróleo, carbón y gas natural, éstas aportan más del 85% de la energía utilizada, un segundo grupo es el de la energía obtenida por la hidráulica de ríos y la nuclear. El tercer grupo esta formado por las energías renovables (sin considerar la hidráulica) y otras fuentes de energía, como la geotérmica. En la figura 2.2 se presentan los porcentajes de consumo de energía por tipo de fuente entre 1980 y 2003.

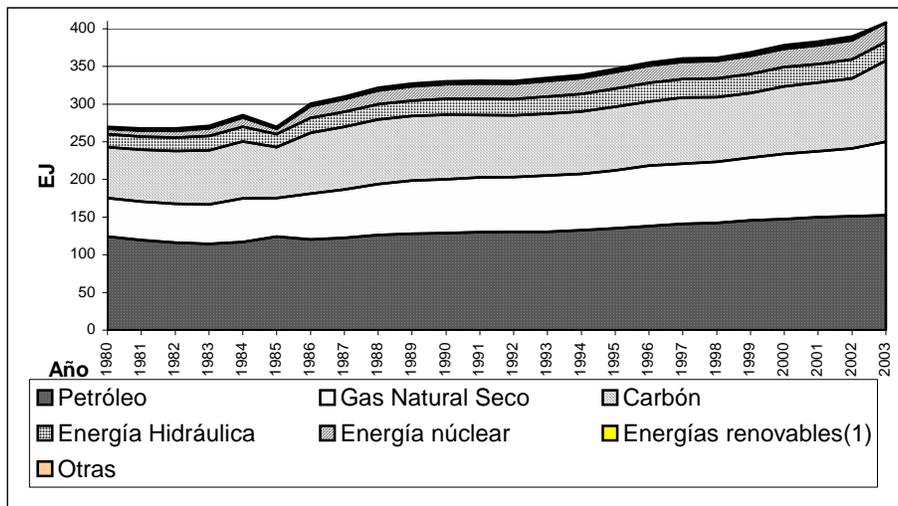


Figura 2.1 Consumo Mundial de energía por fuente, 1980-2003

Notas: (1) Incluye: Geotérmica, Solar, Viento, Madera y residuos. Fuente: Elaboración propia con datos de International Energy Agency e INEGI

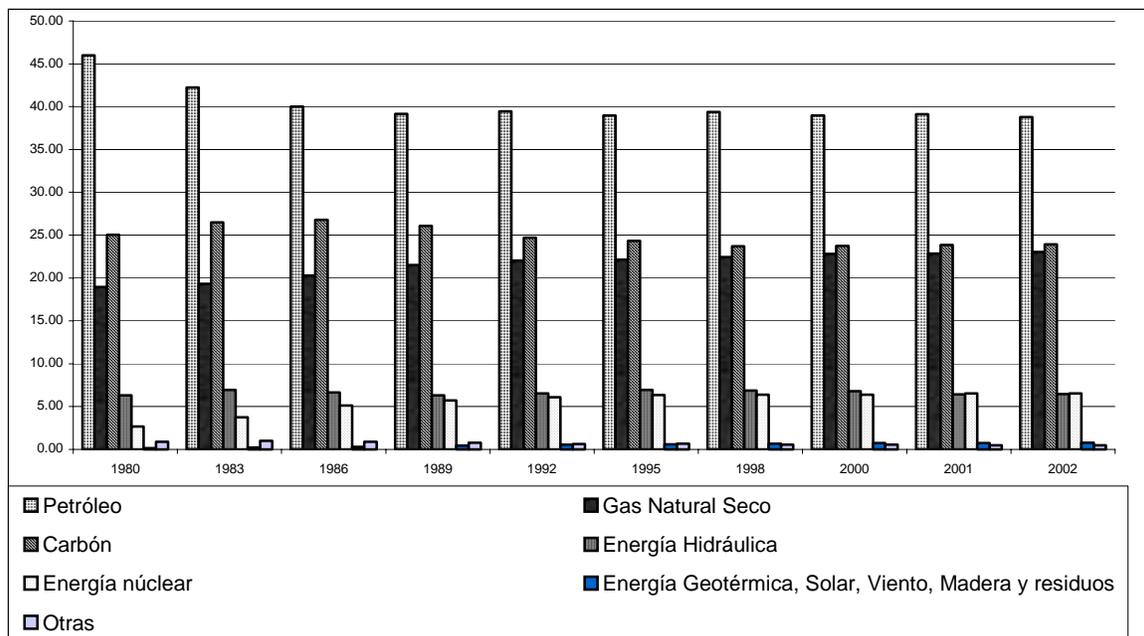


Figura 2.2 Porcentaje del consumo mundial de energía por fuente, 1980-2002

Notas: (1) Incluye: Geotérmica, Solar, Viento, Madera y residuos. **Fuente:** Elaboración propia con datos de International Energy Annual 2002 e INEGI

2.2.2 Proyecciones del consumo de Energía en el mundo

En esta sección se presentan los resultados de diferentes perspectivas del consumo y uso de las fuentes de energía primarias a escala mundial hasta el 2025 o 2030 realizadas por agencias internacionales y por el Gobierno de EE.UU.

Agencia Internacional de Energía (IEA)

De acuerdo a estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (*IEA, 2004*) la demanda de energía primaria se incrementará a tasas de 1.7% por año para las tres próximas décadas (2000-2030), alcanzando un consumo de 640.6 EJ. Este incremento será equivalente a un 70% más del consumo de 2000 (378.3 EJ); sin embargo, éste será inferior al experimentado durante las tres décadas pasadas (1970-2000), con un crecimiento de 2.1% anual. La figura 2.3, presenta los datos utilizados por la IEA para sus proyecciones de consumo de energía y sus resultados; del lado izquierdo al 2000, los datos históricos de 1970 al 2000, y del lado derecho las proyecciones al 2030 realizadas por esta agencia internacional.

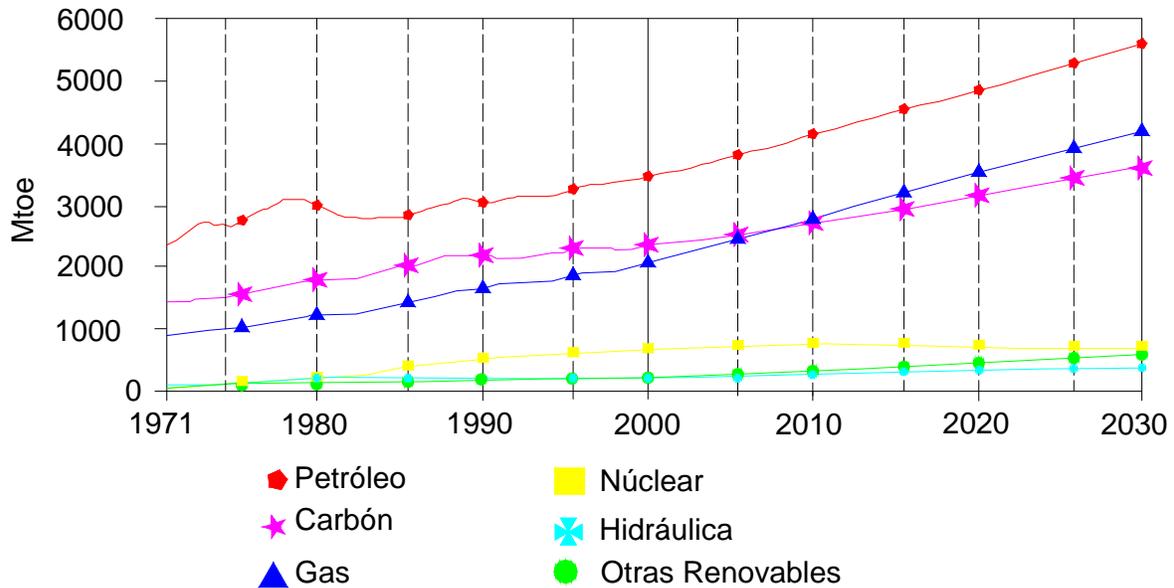


Figura 2.3 Demanda de energía primaria y fuentes de suministro, con estimados de consumo a partir del año 2000-2030

Fuente: IEA, 2002

De la gráfica anterior se puede ver que la IEA prevé que el petróleo continuara siendo nuestra principal fuente de energía, y que el gas natural desplazará al carbón, a mediados de esta década, como la segunda fuente de energía. La energía Nuclear, tendrá un pequeño repunte, para posteriormente establecerse de forma constante. El uso de energía hidráulica se mantendrá constante, ya que esta agencia considera en su prospectiva, que esta casi completamente aprovechada. Las fuentes renovables de energía, sin la hidráulica, tendrán un incremento modesto en su participación total, pero será un crecimiento continuo.

Administración de Información de Energía (EIA)

De acuerdo a las proyecciones del escenario base de la Administración de Información de Energía de EE.UU. (Energy Information Administration, EIA) al año 2025, dentro de su Prospectiva Internacional de Energía 2004 (International Energy Outlook 2004, IEO2004), el consumo de energía se incrementará en un 54% entre los 24 años de pronóstico (2001-2025). Teniendo un consumo 426 EJ para el 2001 y de 657 EJ para 2025. La figura 2.4 presenta los resultados de la prospectiva de esta agencia, y en la figura 2.5 la gráfica equivalente de la IEA.

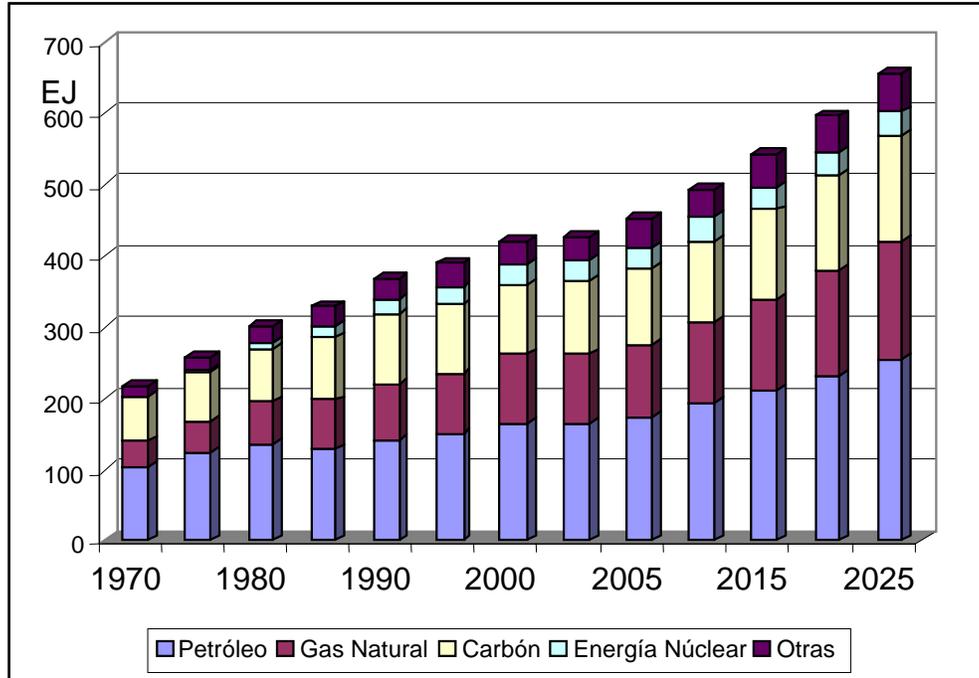


Figura 2.4 Consumo Mundial de Energía y por tipo de fuente acumulado de 1970 a 2025 (EJ)

Fuente: IEO2004

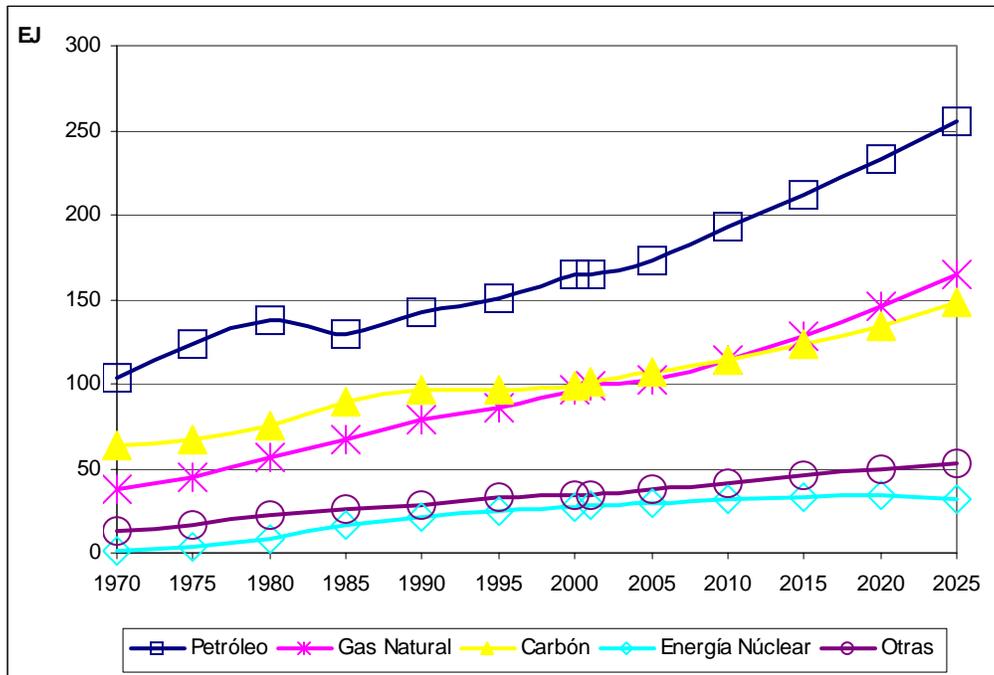


Figura 2.5 Consumo Mundial de Energía y por tipo de fuente de 1970 a 2025 (EJ)

Fuente: IEO2004

El comportamiento de las diversas fuentes primarias de energía, es muy similar a las de la IEA. El cambio de posición del gas natural como segunda fuente de energía en lugar del carbón se da hasta 2010. Está prospectiva presenta además el consumo de energía por regiones, como se presenta en la figura 2.6, en esta se puede ver que los países en vías de desarrollo tendrán el mayor incremento del consumo de energía primaria, destacando China e India, por su crecimiento económico alto (8% anual). Los países de Europa de Este y los Ex-URSS, tuvieron un estancamiento desde la mitad de la década de 1980 y hasta principios de 1990, cuando se desintegró el antiguo bloque soviético, y posteriormente se tuvo una caída en su consumo energético, desde finales de la década de 1990 y en los años por venir, estos países volvieron a tener crecimiento económico acompañado de un incremento modesto en sus consumos energéticos.

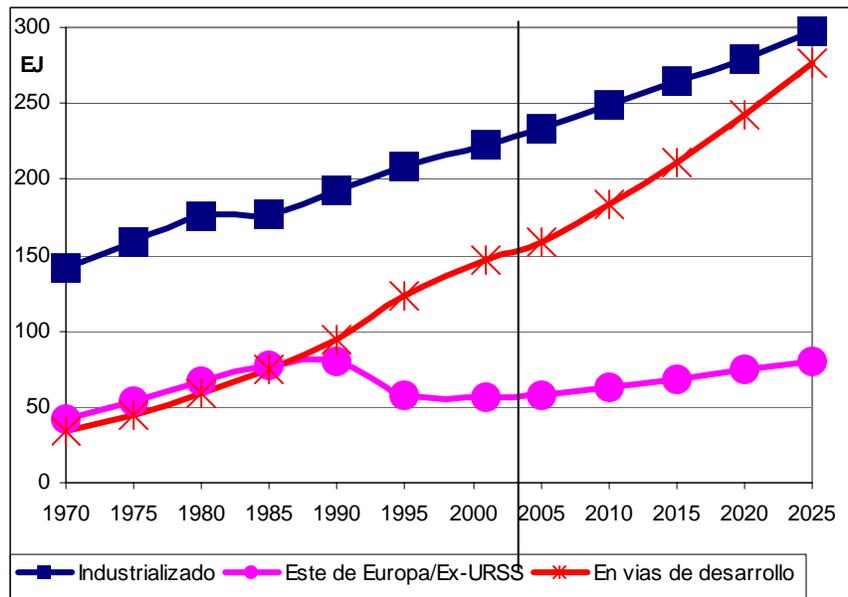


Figura 2.6 Consumo Mundial de Energía y por regiones de 1970 a 2025 (EJ)

Fuente: IEO2004

Comunidad de Estados Europeos (CEE)

La Comunidad de Estados Europeos en su “Prospectiva de Energía Mundial, Tecnología y Política Energética al 2030” (WETO, 2003) estableció que el consumo mundial de energía crecerá en un 70% dentro del período 2000 al 2030; este se traducirá en un incremento promedio de 1.8% anual de consumo de energía. El incremento proyectado será superior al 1.4% anual del período 1990-2000 de acuerdo a los datos manejados por la CEE. La figura 2.7 presenta el acumulado de consumo energético para la prospectiva de la CEE y la figura 2.8 el consumo de las principales fuentes de energía primaria hasta el 2030.

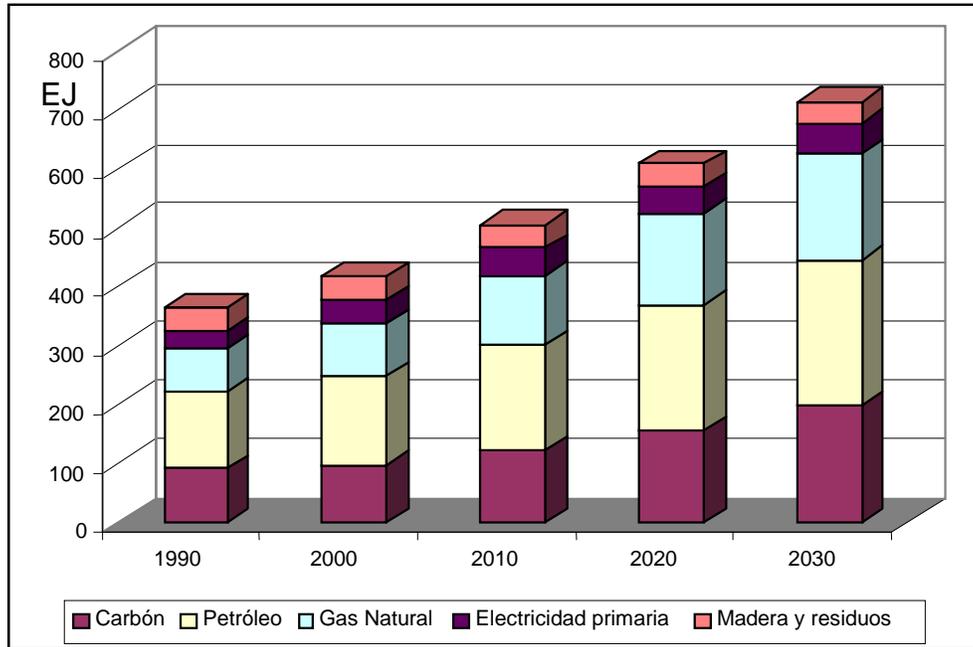


Figura 2.7 Consumo mundial de energía y tipo de fuente acumulado de 1990 -2030 (EJ)

Fuente: WETO2004

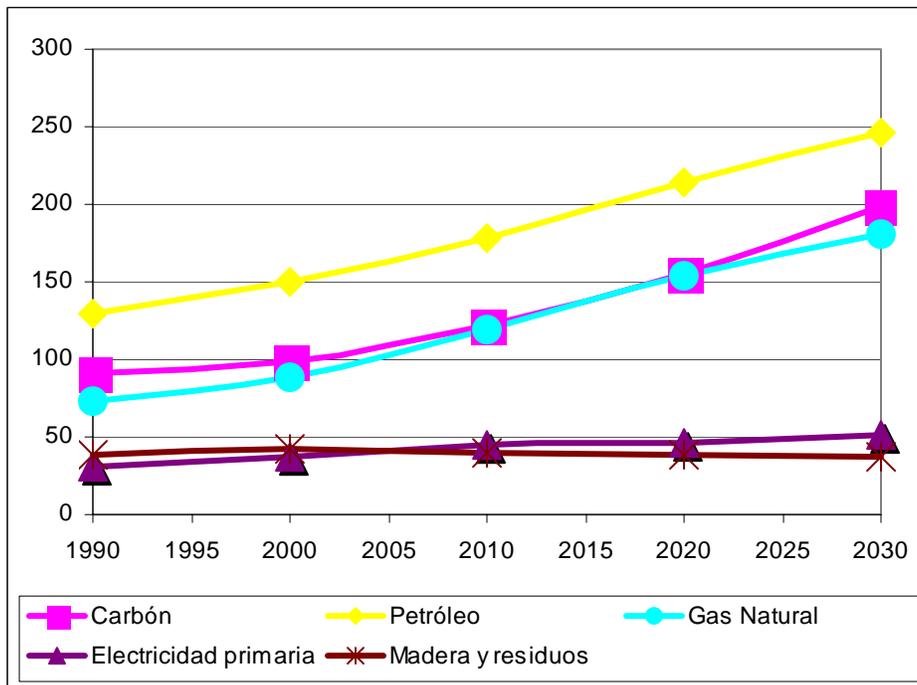


Figura 2.8 Consumo Mundial de Energía y tipo de fuente, 1990-2030 (EJ)

Fuente: WETO2004

Comparación de otros Estudios Prospectivos Internacionales

Un resumen de otras prospectivas consideradas, y de las anteriores, para los próximos años se presenta en la tabla 2.1. Todas las prospectivas tienen resultados similares. Para 2010 el consumo de energía primaria estará entre 466-524 EJ, teniendo un valor promedio de 500 EJ. Para 2020 entre 596-651 EJ y de valor promedio 600 EJ, y finalmente para 2030 entre 639-714 EJ, con una mayor tendencia hacia 714 EJ.

Tabla 2.1 Consumo de Energía primaria de acuerdo a varias prospectivas internacionales

Energía Primaria	ExaJ										
	1970	1980	1990	2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
IEA 2030 (IEA 2002)	209.30			384.31			466.07	509.35*	552.6*	596.1*	639.20
IEA 2020 (IEA 2001)							504.68	553.7 *	602.73	651.76**	705.69**
WETO			362.91	417.84			504.22	561.60*	607.67	656.75*	714.48
EIA 2004	218.10	300.90	367.60		426.20		496.70	547.57	599.60	657.20	717.68**
EE.UU.-DOE							523.85	594.09*	650.29	711.67**	775.21**
WEC A2							498.86	545.31*	596.62	654.94*	714.44

Fuente: Construcción propia, con varias fuentes de información; Nomenclatura: IEA = International Energy Agency, International Energy Outlook; WETO = CEE "Prospectiva de Energía mundial, Tecnología y Política Energética al 2030" EIA = Energy Information Administration; DOE = caso de referencia del Departamento de Energía de EE.UU. (2002); WEC= World Energy Council; escenario A2 de 1998; *valor interpolado; ** Valor extrapolado

Las tablas 2.2 a 2.4 presentan las proyecciones de las tres principales fuentes de energía individuales, petróleo, gas natural y carbón, de las mismas prospectivas. Estas prospectivas tienen una diferencia con respecto al consumo de las diferentes fuentes de energía. Para el petróleo, la EIA (de EE.UU.) presenta el mayor consumo, en todos los períodos de tiempo, mientras que la de menor proyección es la del WEC. Para el consumo del gas natural y el carbón, todas las prospectivas tienen proyecciones similares, y se podría considerar como la más baja la del WEC para el gas natural, y la de EIA para el carbón.

Tabla 2.2 Consumo de Petróleo de acuerdo a varias prospectivas internacionales

Petróleo	ExaJ										
	1970	1980	1990	2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
IEA 2030 (IEA 2002)	102.58			150.89			178.86	192.23*	207.35*	224.11*	241.54
IEA 2020 (IEA 2001)							179.74	197.45*	215.16	233.93**	251.98**
WETO			129.96		150.35		177.94	194.09*	213.48	228.86*	246.10
EIA 2004	103.20	138.13	142.56	164.48	165.10	173.46	193.30	212.31	232.75	255.25	278.21**
EE.UU.-DOE							184.51	205.81*	227.97	252.12**	276.51**
WEC A2							169.86	178.93*	187.15	195.65*	202.89

Fuente: Construcción propia, con varias fuentes de información; Nomenclatura: IEA = International Energy Agency, International Energy Outlook; WETO = CEE "Prospectiva de Energía mundial, Tecnología y Política Energética al 2030" EIA = Energy Information Administration; DOE = caso de referencia del Departamento de Energía de EE.UU. (2002); WEC= World Energy Council; escenario A2 de 1998; * Valores interpolados; ** valores extrapolados

Tabla 2.3 Consumo de Gas Natural de acuerdo a varias prospectivas internacionales

Gas Natural	ExaJ										
	1970	1980	1990	2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
IEA 2030 (IEA 2002)	37.47			87.29			116.98	131.59*	147.94*	162.51*	175.97
IEA 2020 (IEA 2001)							117.10	135.41*	152.65	161.95**	166.87**
WETO			73.14	89.05			119.70	137.59*	154.45	168.42*	181.00
EIA 2004	38.11	56.93	79.08	96.42	98.24	102.75	114.52	128.77	146.44	165.09	174.60**
EE.UU.-DOE							122.09	145.14*	166.01	177.07**	182.02**
WEC A2							116.56	130.84*	143.77	160.61	175.55

Fuente: Construcción propia, con varias fuentes de información; Nomenclatura: IEA = International Energy Agency, International Energy Outlook; WETO = CEE "Prospectiva de Energía mundial, Tecnología y Política Energética al 2030" EIA = Energy Information Administration; DOE = caso de referencia del Departamento de Energía de EE.UU. (2002); WEC= World Energy Council; escenario A2 de 1998; * Valores interpolados; ** Valores extrapolados.

Tabla 2.4 Consumo de Carbón de acuerdo a varias prospectivas internacionales

Carbón	ExaJ										
	1970	1980	1990	2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
IEA 2030 (IEA 2002)	60.67			98.60			113.13	123.75*	133.17*	142.34	150.98
IEA 2020 (IEA 2001)							118.78	131.01*	141.09	151.47**	162.47**
WETO			90.77	99.27			121.96	138.85*	155.08	177.83*	198.41
EIA 2004	62.99	75.38	96.60	98.80	101.22	106.85	113.89	122.98	133.70	147.91	155.43**
EE.UU.-DOE							120.49	130.45*	139.84	149.51	159.47**
WEC A2							123.47	140.29*	155.20	175.37	193.26

Fuente: Construcción propia, con varias fuentes de información; Nomenclatura: IEA = International Energy Agency, International Energy Outlook; WETO = CEE "Prospectiva de Energía mundial, Tecnología y Política Energética al 2030" EIA = Energy Information Administration; DOE = caso de referencia del Departamento de Energía de EE.UU. (2002); WEC= World Energy Council; escenario A2 de 1998; * Valores interpolados; ** Valores extrapolados

En estas tablas no se presentan los resultados de proyección de las energía renovables y de otro tipo, ya que sus proyecciones de consumo continuaran siendo muy bajos de acuerdo a las prospectivas; el interesado podrá acudir a las fuentes originales para referirse a las proyecciones de uso de estas fuentes. Es importante resaltar que sólo se presentan los datos de los casos *Bussines As Usual*, que consideran las tendencias identificadas para llevar a cabo las prospectivas.

2.2.3 La Energía en el mundo (otras perspectivas y prospectivas)

De las prospectivas consultadas se concluye que las fuentes principales de energía, continuarán siendo los hidrocarburos; estas fuentes de energía son del tipo no-renovable, pero su suministro para el consumo mundial en los próximos años no estará en riesgo de acuerdo a las mismas prospectivas.

En fechas recientes se ha comenzado a sentir una fuerte presión por parte de los países productores y exportadores de petróleo, (como ya se mencionó en el capítulo 1) debido a diversos factores, tanto económicos, sociales, políticos, ideológicos y geográficos.

Diversos analistas políticos y económicos han comenzado a presentar estudios no tan optimistas acerca de los hidrocarburos que estarán disponibles para su explotación, comercialización, refinación y uso a escala mundial. En diciembre del 2004 se identificó el inicio de una nueva “**crisis de energía**” (Klare, 2004).

En enero del 2004 Royal Dutch/Shell Group (2ª empresa petrolera a nivel mundial) reportó que sobreestimo en 20% sus reservas de petróleo y gas, para inicios del 2005 volvió a bajar un 10% más sus reservas (una pérdida neta de 5300 mmbpe), para 2004 sólo pudo restituir entre 45-55% sus reservas de hidrocarburos. A inicios del 2005 Conoco-Phillips (6ª empresa petrolera mundial) anunció que el incremento de sus reservas de petróleo por exploración sólo alcanzó a cubrir 60-65% de la producción del mismo año. Chevron-Texaco (8ª empresa petrolera mundial) también reportó un fuerte desequilibrio entre su producción y la restitución de reservas, teniendo un déficit que no fue publicado. Para este año, también ha sido reportado que Arabia Saudita sobreestimo su capacidad de producción de crudo⁴ (Klare, 2004, 2005a, 2005b). De acuerdo a un estudio reciente publicado por PFC Energy, de Washington DC, “en los últimos años las principales empresas petroleras han producido y consumido el doble del crudo del que encuentran”.

Para septiembre del año pasado se hizo evidente que no se podría continuar el aletargamiento global de la extracción petrolera. Otro de los factores considerados en la evolución futura del mercado de energía mundial es el crecimiento en el consumo que será requerido por los países en vías de desarrollo, (principalmente China e India) las cuales continuaran su crecimiento económico a tasas de 8% anuales y continuaran haciéndolo en los próximos años, requiriendo grandes cantidades de energéticos.

Muchos de los países considerados posibles abastecedores de petróleo como Angola, Azerbaijón, Bolivia, Guinea Ecuatorial, Irán, Irak, Kazajstán, Nigeria, Arabia Saudita y Venezuela se debaten conflictos étnicos y religiosos o están trabados en fuertes corrientes antiestadunidenses, lo cual dificultará aún más el suministro de hidrocarburos a escala mundial.

En Mayo del 2001 se publicó la Política Energética Nacional de EE.UU. (National Energy Policy), dónde sus conclusiones son: en vez de enfatizar la conservación y el rápido desarrollo de fuentes de energía renovables se pide una mayor dependencia del petróleo, con lo que cualquier incremento en el uso de petróleo de este país significará una mayor dependencia de las importaciones, ya que su producción interna está en declive irreversible. En el informe se presenta una mayor “independencia” energética a través de la explotación de recursos que se encuentran en regiones consideradas como refugios de la vida silvestre y áreas naturales protegidas, cómo el Refugio Nacional Ártico de vida Silvestre de Alaska, cuya explotación por diversas compañías privadas fue autorizada en abril del presente año por parte del congreso de EE. UU. Pero estos recursos sólo servirán para aliviar una pequeña fracción del problema, ya que podrán suministrar como máximo 1 millón de barriles de petróleo (mmbpe) por unos 15 o 20 años solamente (el consumo actual de petróleo de éste país es de alrededor de 20 mmbpe).

⁴ Arabia Saudita y los Emiratos Árabes son los únicos países que parecen tener una capacidad de producción excedentaria en estos momentos, no obstante, Arabia Saudita ya está produciendo más de 9 millones de barriles diarios de petróleo contra una capacidad total de 10.5 millones, lo que quiere decir que la capacidad mundial está llegando al límite (Vargas, 2004)

Los pronósticos del precio del petróleo también se han incrementado. Goldman Sachs, banco de inversiones de EE. UU. y principal mercader en futuros de energía, pronosticó un precio de 102-105 dólares el barril de petróleo y la compra masiva de fondos especulativos (Jalife-Rahme, 3/04/2005a). El banco de inversiones francés Ixe-CIB, considerará que, tomando en cuenta los anteriores choques petroleros, el precio del barril de petróleo puede alcanzar los 380 dólares en los próximos 10 años (calculada a una tasa de inflación de 2.5% anual y de un déficit de 8 millones de barriles diarios. Otro estimado de Matthew Simmons, especialista en inversiones energéticas e intimo de la dupla Cheney-Bush, es de 182 dólares el barril (Jalife-Rahme, 27/04/2005b).

Otros estimados más conservadores del precio del petróleo también han sido publicados, como los de la rama financiera del banco Barclays (No. 20 a escala mundial); este banco estima que el crudo WTI, pasará de 47.8 dólares por barril en 2005 a 50.07 dólares por barril en 2007. También publicó que comprar petróleo en el mercado de Nueva York para el mes de junio del 2005, costaría 54 dólares, y comprarlo para consumirlo en 2007, 53 dólares el barril (Ruiz y otros, 2005).

El geólogo petrolero M. King Hubbert publicó una serie de ecuaciones que muestran que la extracción de cualquier pozo o reserva de crudo seguirá una curva parabólica en el tiempo: la producción aumenta rápidamente después de la perforación y posteriormente alcanza un pico máximo de producción, su “clímax” o “pico”, este se alcanza cuando se ha extraído la mitad del total de petróleo de dicha fuente, después de la cual, cae a una tasa más y más pronunciada (Vargas, 2004 y Rodríguez 29/05/2005). De acuerdo a los estudios de Hubbert predijo que la producción global alcanzaría eventualmente un pico y después iniciaría su declive irreversible (Klare, 2005).

La Asociación para el Clímax del Petróleo y Gas (ASPO por sus siglas en inglés), predijo un descenso en la producción mundial de petróleo para 2006: “Con las estimaciones actuales, el clímax general, para todas las categorías de petróleo en el mundo, se alcanzará en 2006, y el del petróleo y gas combinados dos años más tarde” (Rodríguez, 29/05/2005).

De acuerdo a la prospectiva de la IEA (IEO, 2004) el pico de la producción de petróleo no se alcanzará sino hasta al a mitad de este siglo, pero existen muchos estudios que ya han anticipado que el clímax de producción se alcanzará en la primera década de este siglo (Duncan, 1998).

Para el caso de México, se estableció un techo de producción de crudo de 3.5 millones de barriles petróleo por día (mmbpd) para 2004, de los cuales 2.1 mmbpd eran producidos por Cantarell. En los primeros meses de este año, apenas se alcanzaron a producir 3.3 mmbpd y la tasa de reposición de reservas sobre la producción es de apenas el 15% para 2004, (Shields, 2005a). Esto se debe a que ya comenzó el declive en la producción de Cantarell, el principal campo productor de crudo en la sonda de Campeche, y no a finales de este año como se había anticipado por parte de PEMEX y se espera que la reducción en la producción de este año sea del 5% (producción de 2 mmbpd en 2005). La relación reserva/producción, que resulta de dividir las reservas probadas entre la producción del 2004, revela que el agotamiento total de Cantarell será en poco más de 8 años (Rodríguez, 29/05/2005).

De acuerdo a otra información recientemente publicada, este año se espera que la producción de petróleo de Chicontepec podría recuperar la baja en producción debida al agotamiento de Cantarell, e incrementarla hasta alcanzar 4 mmbpd (Rodríguez, 17/05/2005).

2.2.3 Producción y Reservas de Gas Natural en el mundo

Las mayores reservas de gas natural del mundo se encuentran en los países de Medio Oriente y Ex-URSS que en conjunto representan entre 71-76% (Figura 2.9) de las reservas totales a nivel mundial. Se han localizado nuevos yacimientos de gas en proyectos de exploración y desarrollo de nuevas tecnologías.

Debido a altos requerimientos tecnológicos, o a una baja demanda local de gas natural, por la falta de desarrollo en el mercado de algunas regiones que poseen grandes reservas de gas natural, estas no están siendo aprovechadas, como es el caso de Medio Oriente (esta región cuenta con 36% de las reservas, y sólo genera 9.1% de la producción mundial).

En cambio, regiones en donde se encuentran países altamente industrializados, el porcentaje de producción es mucho mayor con respecto a las reservas. Tal es el caso de Norteamérica, en donde se encuentran sólo el 4.3% de las reservas mundiales y se produce el 28.9% a nivel mundial, siendo este el más alto junto con el porcentaje de la producción de la Ex-URSS (figuras 2.10 y 2.11).

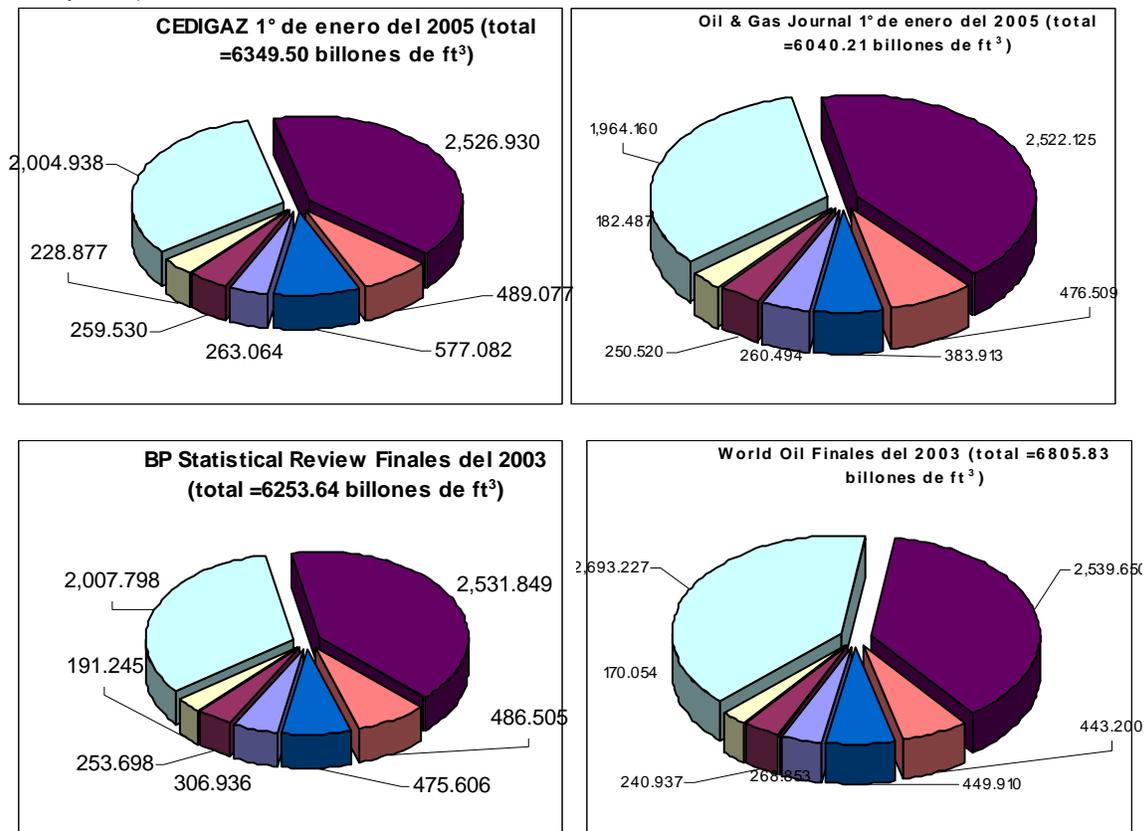


Figura 2.9 Reservas Mundiales de Gas Natural de diversas fuentes y por regiones geográficas

Fuente: Construcción propia, con varias fuentes de información marcadas en las gráficas

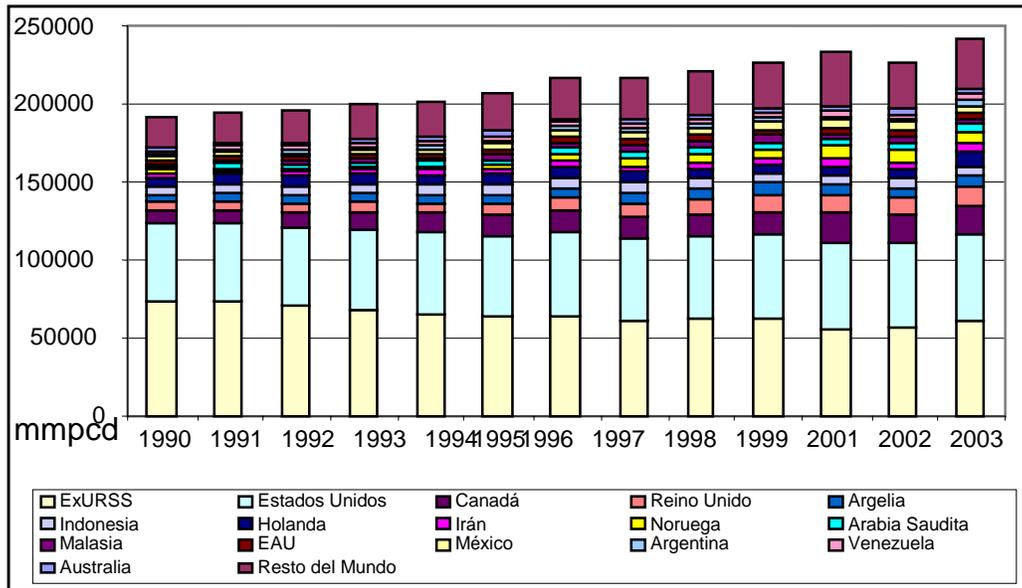


Figura 2.10 Producción Mundial de Gas natural por países (mmpcd)

Fuente: SENER, 2004

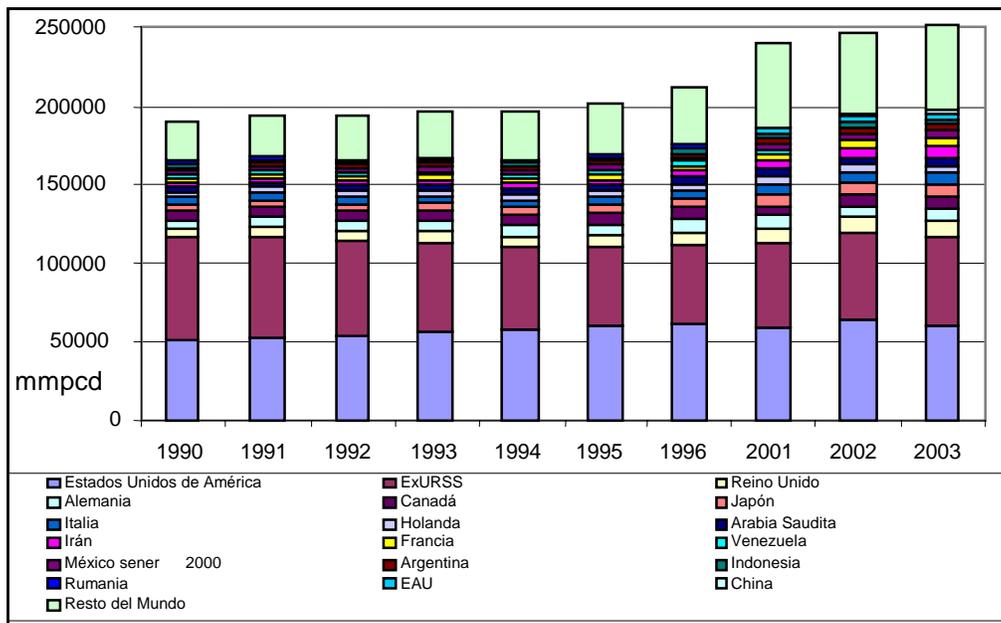


Figura 2.11 Consumo mundial de gas natural por países (MMPCD)

Fuente: SENER, 2004

2.2.4 Proyecciones del consumo de Gas natural en el mundo

El uso de Gas Natural a nivel mundial es intensivo y se ha proyectado que tendrá un crecimiento pronunciado (para 2010 se espera un crecimiento de consumo entre el 20-30%, y para 2020 este será entre 50-70% con respecto al 2000). El incremento en el uso del gas natural con respecto a otros combustibles se debe principalmente a que los generadores de energía eléctrica, están prefiriendo utilizarlo en centrales de ciclo combinado (tendrán un incremento anual de 3.5% entre 2000-2030), debido a su precio competitivo con otros combustibles a escala mundial, sus ventajas ecológicas.

De acuerdo a la IEA (2004), se tendrá un incremento de 2.4% anual de gas natural entre 2000 y 2030. El principal incremento se dará en países en vías de desarrollo asiáticos (China e India) y Latinoamericanos, a pesar de que EE.UU., Canadá, Rusia y Europa continuaran siendo los principales mercados de este energético.

Otro hecho clave (IEA, 2002) para las proyecciones de consumo de gas natural a escala mundial será la puesta en operación de plantas GTL (Gas-to-Liquid), se ha proyectado un incremento de 4 bcm en 2000 a 29 bcm en 2010 y 233 bcm para 2030. Este es el tema de desarrollo de esta tesis y será revisada con mayor amplitud en los siguientes capítulos. En la figura 2.12 se pueden ver las proyecciones de consumo de gas natural en el mercado mundial por tipo de uso.

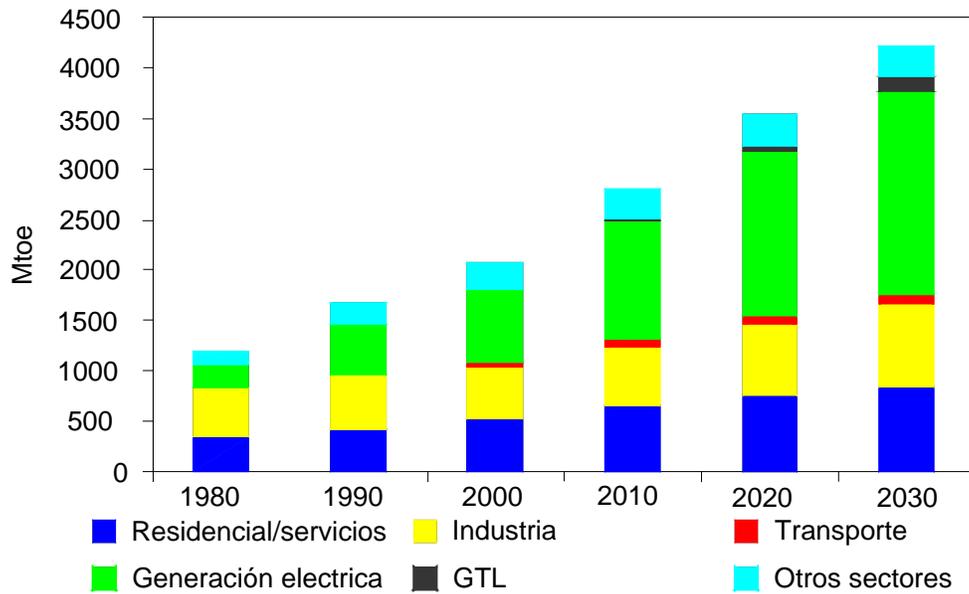


Figura 2.12 Demanda mundial de Gas Natural por sector

Fuente: IEA, 2002

Las proyecciones del uso del Gas Natural en México se revisan más adelante.

2.3 La Energía en México

México se ha involucrado en la firma de diversos tratados de Libre Comercio con países de nuestro Continente y de otras partes del mundo, pero su economía continua estando ligada fuertemente al mercado y políticas de EE.UU. Este trabajo, el cual no es político ni económico propiamente, aunque considera estos aspectos; en esta sección revisa brevemente la última información disponible de la política energética de EE.UU., para finalmente realizar un análisis detallado y lo más completo posible del sector energético Mexicano.

Para nuestro país se consideró la importancia del marco regulatorio, así como el sistema nacional de planeación energética del país, como esta constituido el sistema energético mexicano y la política de generación de energía eléctrica a base de Gas Natural, y las prospectivas de uso de éste energético o su reemplazo por otros combustibles.

2.3.1 La Política Energética de EE.UU.

Como ya se presentó en el apartado 2.2.3 en los principios de la primera administración de George W. Bush como presidente de EE.UU., público la National Energy Policy de su país en 2001. Sus conclusiones fueron una mayor dependencia del petróleo, con lo que cualquier incremento en el uso de petróleo de este país con una mayor dependencia de las importaciones.

Para 2005 Bush ha dado a conocer nuevas prioridades de la política energética de su gobierno para los próximos años, dónde propone la construcción de centrales nucleares por ser “las más seguras y las más apropiadas en el mundo”. Aboga también por construir nuevas refinerías en bases militares cerradas, simplificando los trámites de construcción. Con estas políticas, EE. UU. pretende dejar ser “adicto” a las fuentes extranjeras de petróleo y de productos refinados (Shields, 10/05/2005).

Además de que EE.UU., al no ser autosuficiente en gas natural y petróleo, tiene una política energética congruente al generar 50% de su electricidad a partir de carbón y 20% con energía nuclear. No como el caso de México que ha basado toda su generación eléctrica a base de Gas natural (Apodaca, 11/07/2004)|

En la última reunión trilateral de los gobiernos de EE.UU., Canadá y México en Waco, Texas (marzo del 2005), se publicó en diferentes diarios que Bush tenía una estrategia energética gradual y de doble vía, que por un lado buscaba asegurarse más petróleo y gas natural del resto del mundo, y por otro, refinar la capacidad de intervención militar del pentágono en los países productores de hidrocarburos; en forma complementaria un objetivo estratégico es persuadir u obligar a México, Venezuela y países productores de del golfo pérsico, a que abran sus empresas estatales a inversión multinacional privada (Fazio, 25/03/2005)

2.3.2 La Política Energética de México

La energía es un recurso utilizado para llevar a cabo todas las actividades del ser humano, (capítulo 1). La producción, transformación y consumo de energía en México esta regulada por diversas leyes (de las cuales la principal es la constitución política).

El estado mexicano a través de diversas secretarías realiza una planeación del sector energético, como la Secretaria de Energía (SENER) y la Secretaria del Medio Ambiente y Recursos

Naturales (SEMARNAT). Cada gobierno sexenal comienza con la elaboración del Plan Nacional de Desarrollo (PND); este plan delinea las políticas a seguir en los diversos aspectos nacionales.

La interrelación entre el trinomio Economía-Energía-Ecología se ha manifestado en México a través de la implementación de una política encaminada al desarrollo del sector energético incluyendo la interrelación de los tres sectores. A continuación se presenta un breve resumen de los objetivos y estrategias marcados por el gobierno actual.

Del PND se desprende para el **Programa Sectorial de Energía 2001-2006** (*SENER, 2001*) el cual considera que un desarrollo en armonía con la naturaleza es de vital importancia para asegurar el desarrollo sustentable de México, mediante el uso de instrumentos de gestión ambiental y tecnológica. Tiene como objetivo general garantizar una oferta de energéticos oportuna y de alta calidad, que permitan el desarrollo sustentable del país, la protección al entorno y los recursos nacionales. Las estrategias a seguir son desarrollar una política energética ambiental, mantener y fortalecer la política de combustibles limpios, impulsar el cumplimiento de la normatividad ambiental por parte de las empresas del sector, promover proyectos energéticos sustentables y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. La política ambiental del sector eléctrico tiene incidencia directa sobre la calidad del aire, la contaminación local, regional y global.

El **Programa Nacional del Medio Ambiente y Recursos Naturales 2001-2006** (*SEMARNAT, 2002*) esta basado en seis pilares: integralidad, compromiso del gobierno federal, nueva gestión, valoración de los recursos naturales, apego a la legalidad y combate a la impunidad ambiental y la participación social, y rendición de cuentas. Las estrategias de la secretaria son las siguientes: Desarrollo de una política Ambiental, Aprovechamiento del Potencial de Energía Renovable, Ahorro y Uso Eficiente de Energía, Mitigación de la emisión de gases de efecto invernadero, Uso de fuentes de energía renovables en regiones marginadas, Protección al Ambiente y Uso de combustibles limpios.

Para cumplir con los objetivos planteados por la SENER y SEMARNAT ambas secretarías implementaron diversos esquemas de interacción, entre los cuales se encuentra el **Programa de Energía Y Medio Ambiente SENER-SEMARNAT 2002** (*SENER y SEMARNAT, 2002*), en el que se establecen los siguientes puntos: el acceso a la energía es clave para alcanzar el desarrollo, los programas de ambas secretarías deben estar coordinados, se deben establecer mecanismos para el desarrollo de una infraestructura ambiental benigna, se deben de considerar los componentes ambientales desde la formulación de las políticas y estrategias energéticas y se construirán instrumentos de indicación y metas acordes del sector energía.

La ley de la Administración Pública Federal, en su Título Segundo, Capítulo II, artículo 33 obliga a la SENER a “conducir la actividad de las entidades paraestatales (de sector energía PEMEX y CFE)” y “llevar la planeación energética”. Pero para muchos analistas la SENER no cumple un papel preponderante en el sector por que la planeación se lleva a cabo en las dos grandes paraestatales. Debido a que PEMEX realiza la planeación y definiciones estratégicas del sector petrolero sin considerar la subsecretaría de hidrocarburos de la SENER; asimismo, El Programa de Obras de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico (POISE) define las líneas de trabajo del sector eléctrico y es elaborado por la CFE, sin considerar a la secretaria. Aún más, LA SHCP fija los techos de inversión, los precios de combustibles y la autorización final de los proyectos de

PEMEX y CFE (Shields, 2005 y Vela, 2004). El año pasado se consideró que esta Secretaría podría desaparecer y sus actividades ser absorbidas dentro de la Secretaría de economía (Guerrero, 2004), pero este es un debate fuera del alcance de este trabajo.

2.3.3 El sistema Energético Mexicano

México es un productor, exportador y consumidor de Petróleo, este, junto con el gas Natural representan más del 90% de la producción de Energía primaria del país. En las figuras 2.13, 2.4 y 2.15 se presentan la producción, exportación y oferta interna por tipo de energético. México también importa energéticos, principalmente productos terminados para consumo directo, éstos se presentan en la figura 2.16.

Para México, de acuerdo al Balance Nacional de Energía 2003 (SENER, 2003), la producción de energía primaria esta distribuida de la siguiente forma: hidrocarburos 89.7%, Electricidad 4.4%, Biomasa 3.6% y carbón 2.3%.

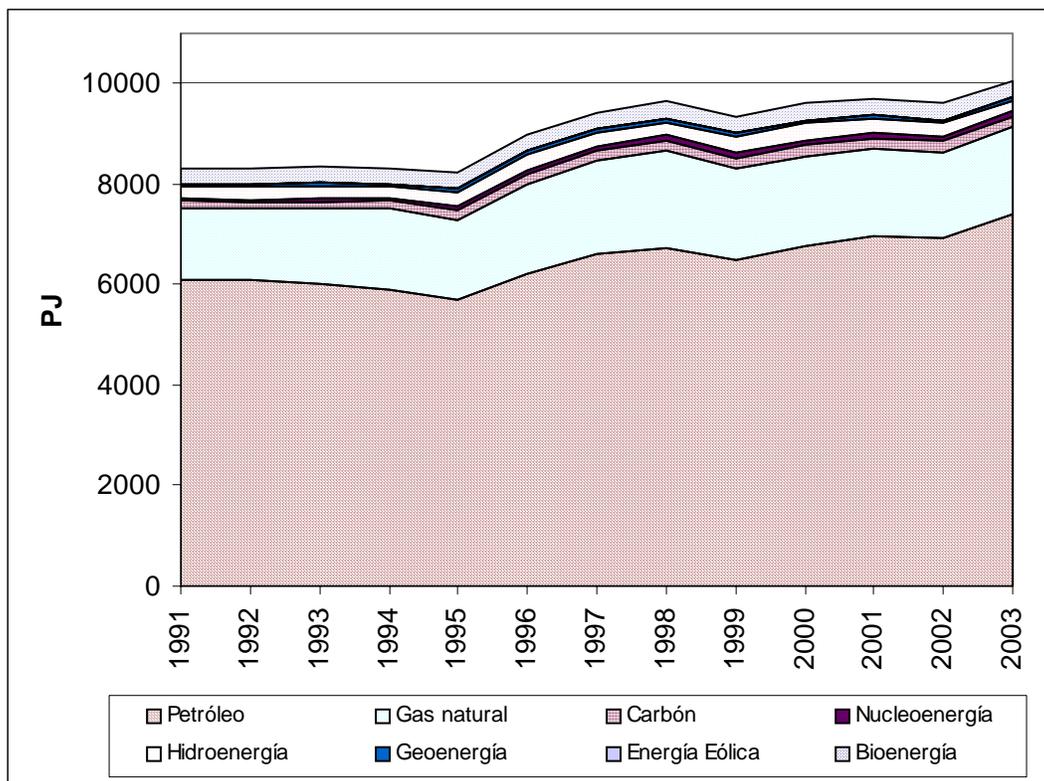


Figura 2.13 Producción de Energía Primaria en México, 1991-2003 (PJ)

Fuente: Construcción propia con información de SENER, 2003 e INEGI

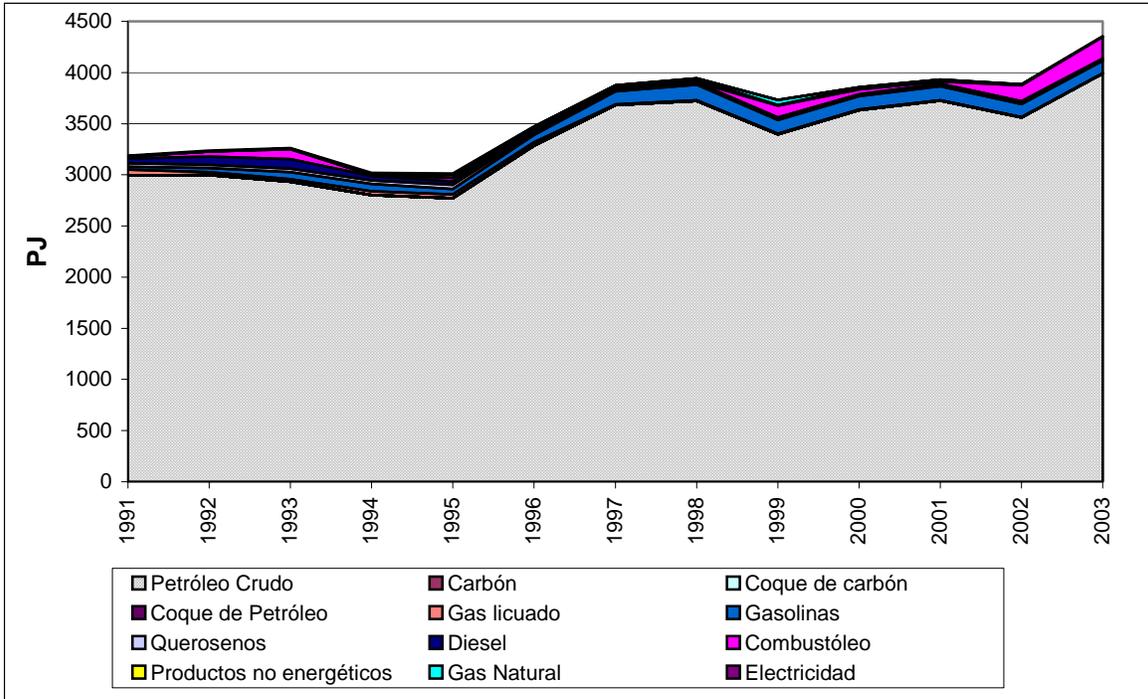


Figura 2.14 Exportaciones de Energía, 1991-2003 (PJ)

Fuente: Construcción propia con información de SENER, 2003 e INEGI

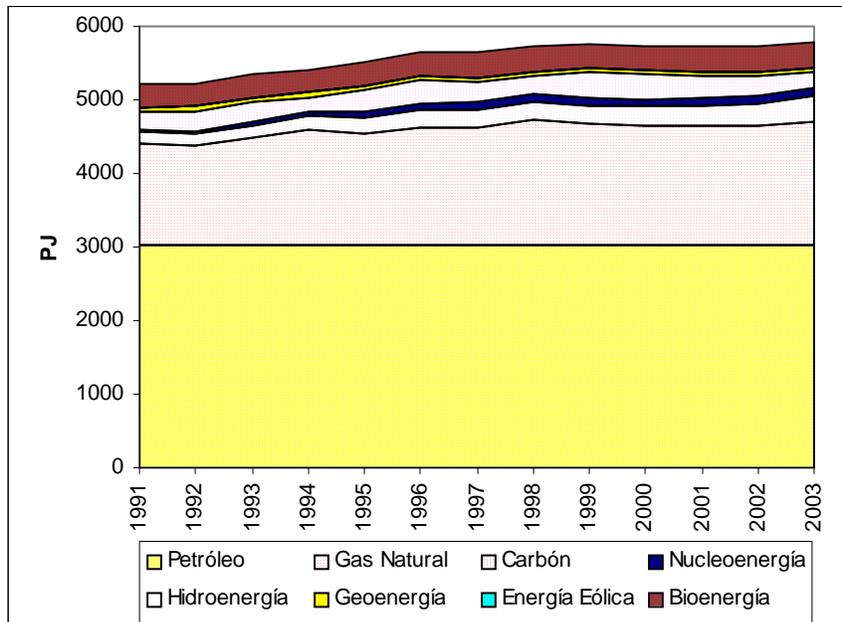


Figura 2.15 Oferta Bruta de energía en México, 1991-2003 (PJ)

Fuente: Construcción propia con información de SENER, 2003 e INEGI

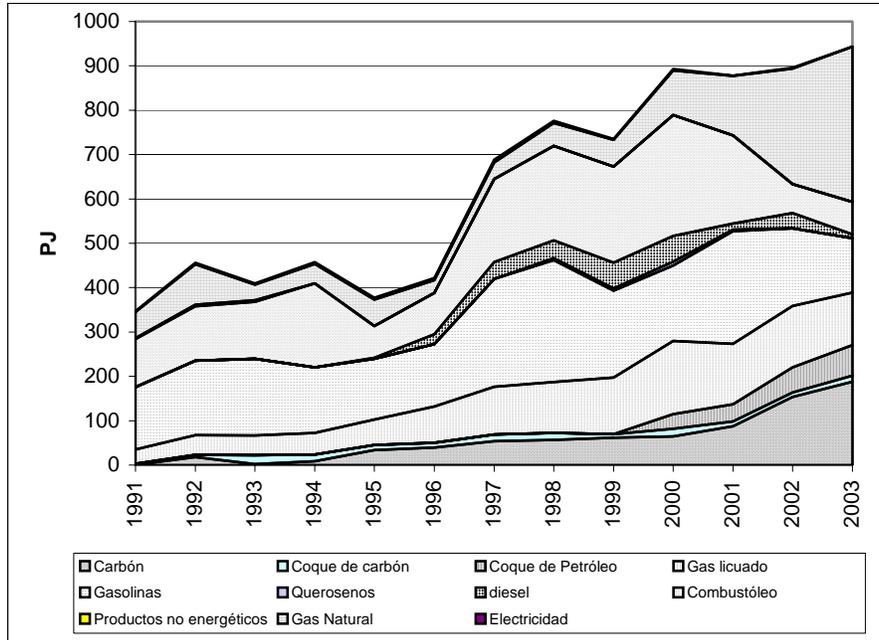


Figura 2.16 Importación de productos energéticos de México, 1991-2003, (PJ)

Fuente: Construcción propia con información de SENER, 2003 e INEGI

Como se puede observar de las gráficas anteriores, el sistema energético mexicano depende de las energías fósiles, el consumo de éstos se localiza mayoritariamente en el propio sector energético (petróleo electricidad) (Figura 2.17) y en las grandes concentraciones urbanas, (transporte e industria) con impactos ambientales considerables (figura 2.18). La transformación de las fuentes de energía primaria en productos útiles para su consumo en los diversos sectores se presenta en la figura 2.19.

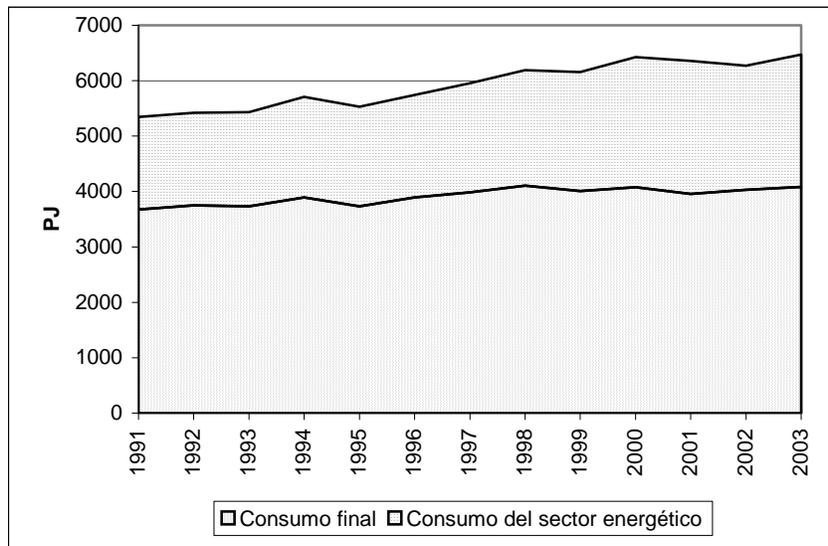


Figura 2.17 Consumo Final de energía Primaria en México, 1991-2003 (PJ)

Fuente: Construcción propia con información de SENER, 2003 e INEGI

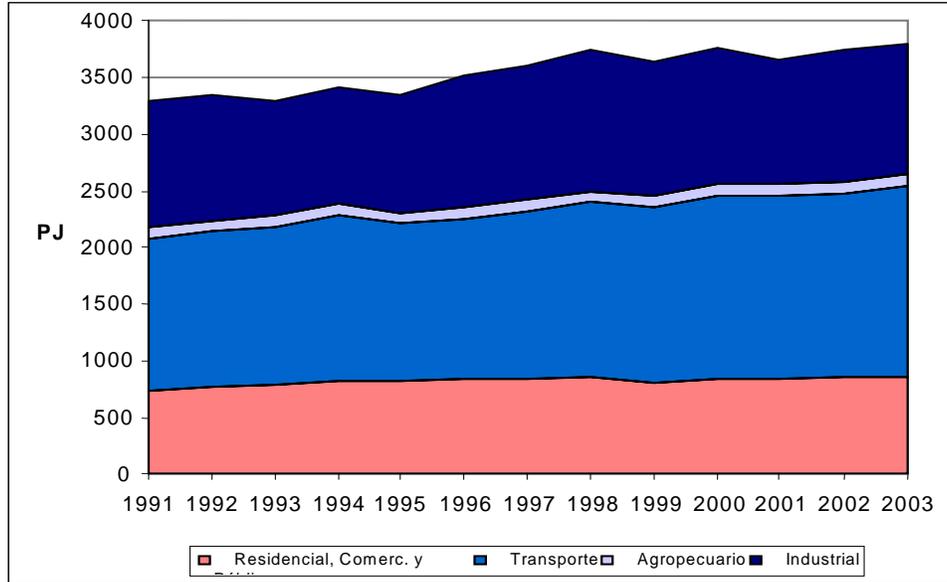


Figura 2.18 Consumo energético en México por sectores, 1991-2003 (PJ)

Fuente: Construcción propia con información de SENER, 2003 e INEGI

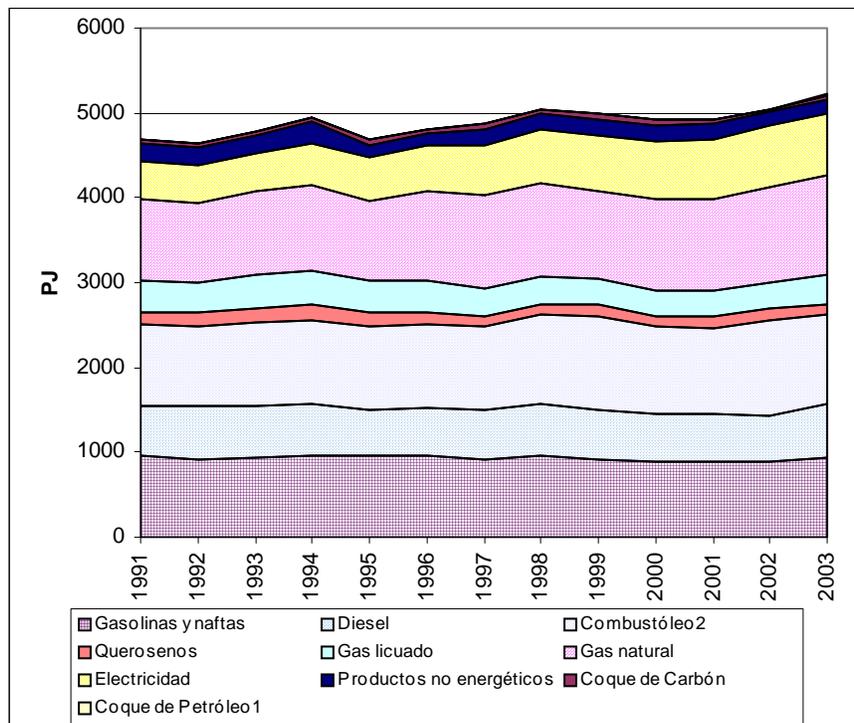


Figura 2.19 Producción de energéticos secundarios en México, 1991-2003 (PJ)

Fuente: Construcción propia con información de SENER, 2003 e INEGI

2.3.4 Aspectos legales del sector Energía en México

Existe una amplia legislación ambiental cuya observancia requiere de cambios estructurales en la oferta y uso final de los energéticos, así como cuidados en la producción y distribución de los mismos, y disposición de los desechos generados.

Así mismo, es necesario proveer la demanda, monto y estructura de productos petrolíferos que requieren el desarrollo económico del país en los próximos años, sujeta a las condiciones ambientales presentes y futuras que la legislación actual y la sociedad misma esta imponiendo actualmente y en el futuro.

Por lo anterior, la SEMARNAT publicó la NOM-086-ECOL-1994, donde se establecen los requerimientos técnicos de la calidad de los combustibles en México, y por primera vez se regularon los límites de concentración de azufre en la gasolina y Diesel comercializado en México. Para el año 2005 se encuentra en revisión esta norma que establecerá requerimientos más estrictos. PEMEX en atención a estas actualizaciones de regulación, y siendo el principal proveedor de combustibles en México diseñó un plan para la reducción de estos compuestos en sus productos, con metas muy ambiciosas, como se ven en la figura 2.20.

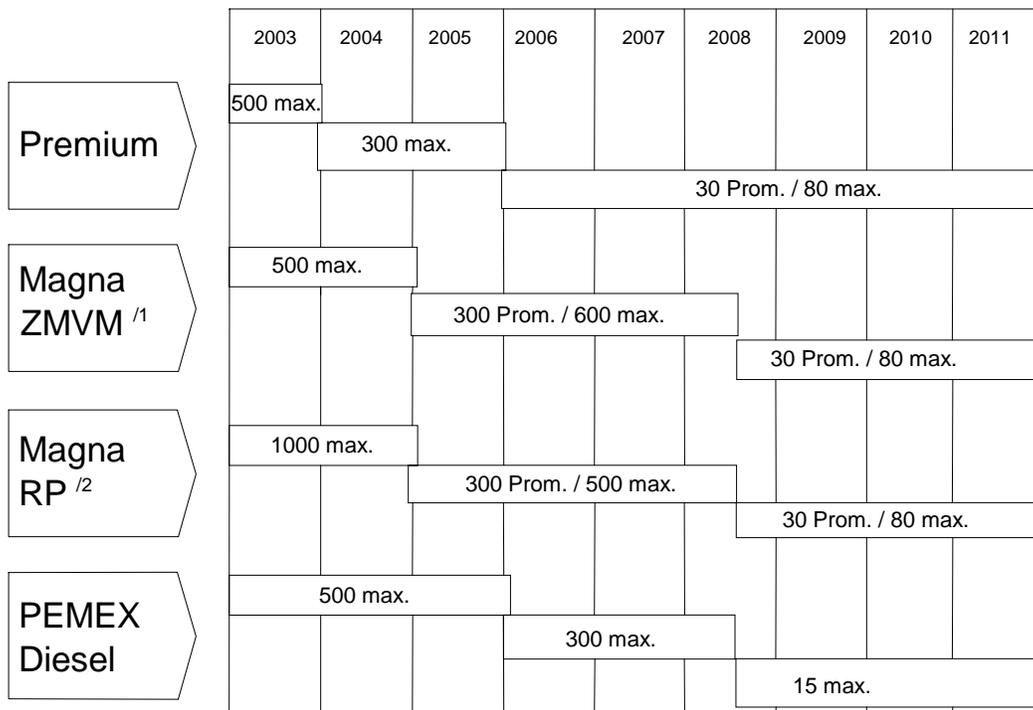


Figura 2.20 Metas de contenido máximo de azufre en los combustibles de PEMEX

Fuente: **Petróleos Mexicanos (2004)** Reducción de Azufre en los Combustibles Mexicanos, presentación de la página Web de PEMEX, recuperada en agosto del 2004.

Para alcanzar estas metas, PEMEX estableció un programa de pretratamiento y postratamiento en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), que incluye la construcción de unidades de

hidrotratamiento en sus refinerías y de modernización de sus instalaciones, y el uso de otros procesos para cumplir sus metas.

El gobierno federal, ha través del Senado de la República ha publicado los diversos puntos de acuerdo para establecer estos niveles máximos permisibles de contenido de azufre de los combustibles comercializados en México (*Gaceta Parlamentaria, 2004a y 2004b*).

2.3.5 El Gas Natural en México

Desde que México comenzó a ser un importante productor y exportador de petróleo (década de 1970), orientó su política energética exclusivamente hacia este hidrocarburo. A principios de la década de 1990, con el inicio de las negociaciones para el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) y a las diversas convenciones y cumbres internacionales que desembocaron en el Protocolo de Kyoto para regular las emisiones de gases de efecto invernadero, se comenzó a generar una nueva visión del sector energético del país, y se procedió a la elaboración de un marco legal para la protección ambiental, comenzando con la Ley General de Equilibrio y Protección al Ambiente (LGEPA), y ha continuado su desarrollo.

El cumplimiento de esta normatividad ambiental ha impulsado que el sector energético mexicano e industrial hacia el uso de gas natural. El gas natural posee ventajas ambientales, energéticas y económicas, que han sido puntos clave en el desarrollo de infraestructura y la utilización de este combustible a escala mundial, pero el caso de México es diferente.

2.3.5.1 Reservas de Gas natural en México

Las reservas de gas natural en México han disminuido considerablemente, debido principalmente al cambio en la metodología utilizada para su determinación, ya que sólo se reportan las reservas probadas, dejando fuera las probables y las posibles; la figura 2.21 presenta evolución de las reservas de gas natural de México entre 1990-2004 y la figura 2.22 la evolución de las reservas totales de gas natural de acuerdo a datos de PEMEX, en el período 1999-2004 (se debe considerar que los datos se presentan en diferentes unidades).

De acuerdo a estudios internos de la SENER los estimados del 2004, basados en el U.S. Geological Survey y otras fuentes, el potencial mexicano de gas puede ser de 83 billones de pies cúbicos (6 veces las reservas actuales); empero, estas cifras incluyen muchas zonas aisladas, desde aguas muy profundas del golfo de México, y gran parte de las costas del Pacífico, que se localizan lejos de la infraestructura de ductos y son de alto riesgo exploratorio. (Shields, 29/06/2004).

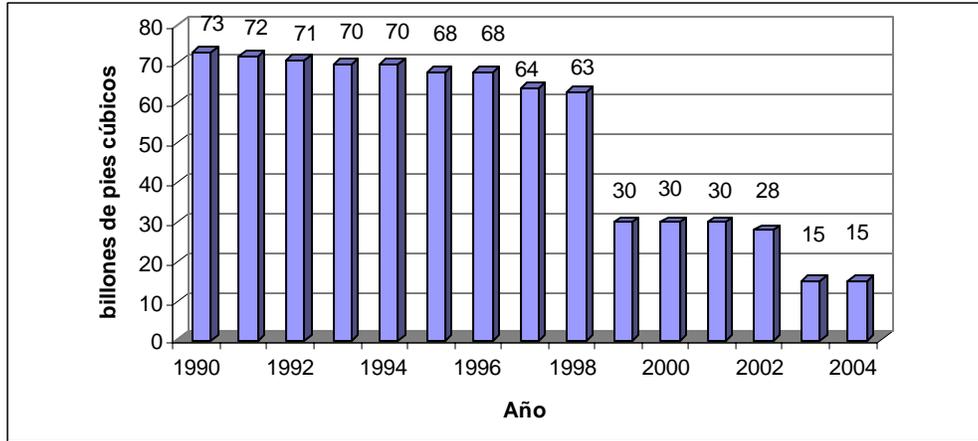


Figura 2.21 Reservas de gas natural de México, 1990-2004 (bpc)

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER.

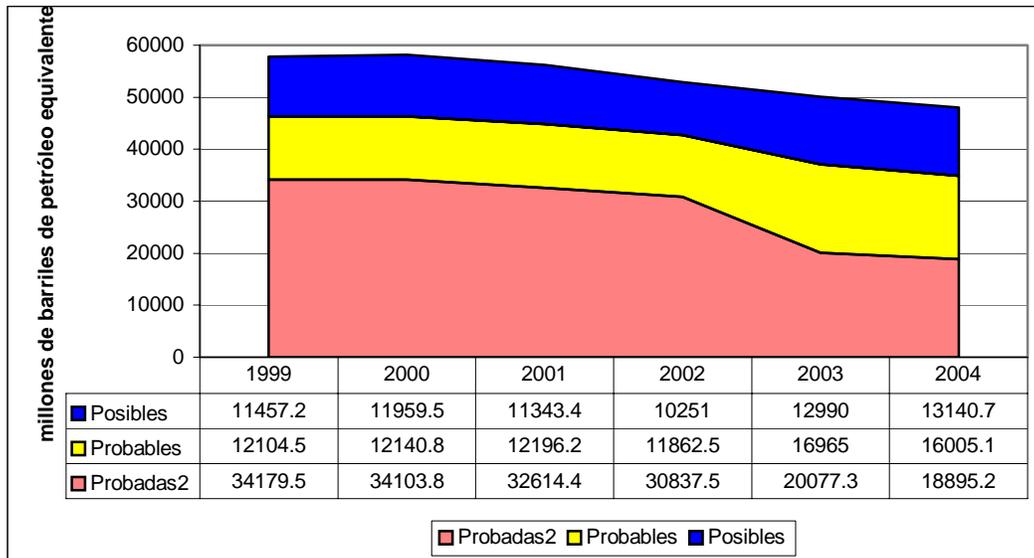


Figura 2.22 Reservas de gas natural de México, 1999-2004 (mmbpe)

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX. 1) Para la estimación de las reservas probadas en 2003 y 2004, se emplearon las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos.

2.3.5.2 Producción de Gas natural en México

La mayor parte del gas natural producido en México es Gas Asociado, representando un 80% de la producción, como se puede ver en la figura 2.23. Se ha tenido una producción superior a 4500 mmpcd de gas natural desde 1997, y hasta la fecha, debido a que se ha disminuido en mucho la quema de este hidrocarburo en los campos productores, pero aún no se ha eliminado por completo, ya que su difícil manejo y la falta de instalaciones para su procesamiento. La figura 2.24 presenta el acumulado de la producción de Gas Natural en México por las regiones (estas regiones se presentan en la figura 2.25) en que esta separado el territorio Mexicano, (hubo una redefinición de las zonas en 1993). Como se puede ver, la mayor parte del gas se produce en campos y regiones productoras de gas y petróleo simultáneamente, y sólo, aproximadamente, el 20% de la producción se da en la región norte del país, que produce gas no asociado.

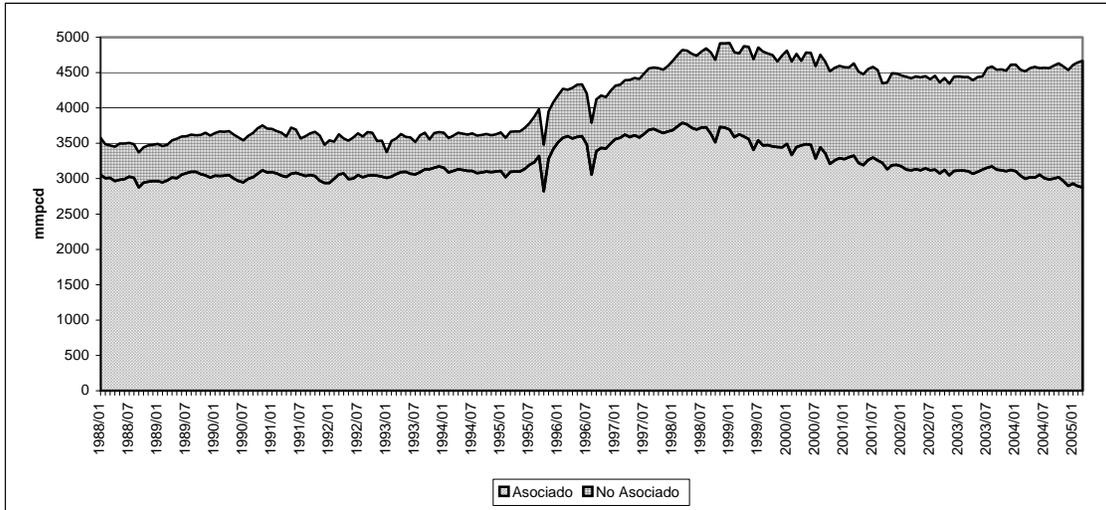


Figura 2.23 Producción acumulada de Gas natural en México por tipo, 1988-2004 (mmpcd)

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI.

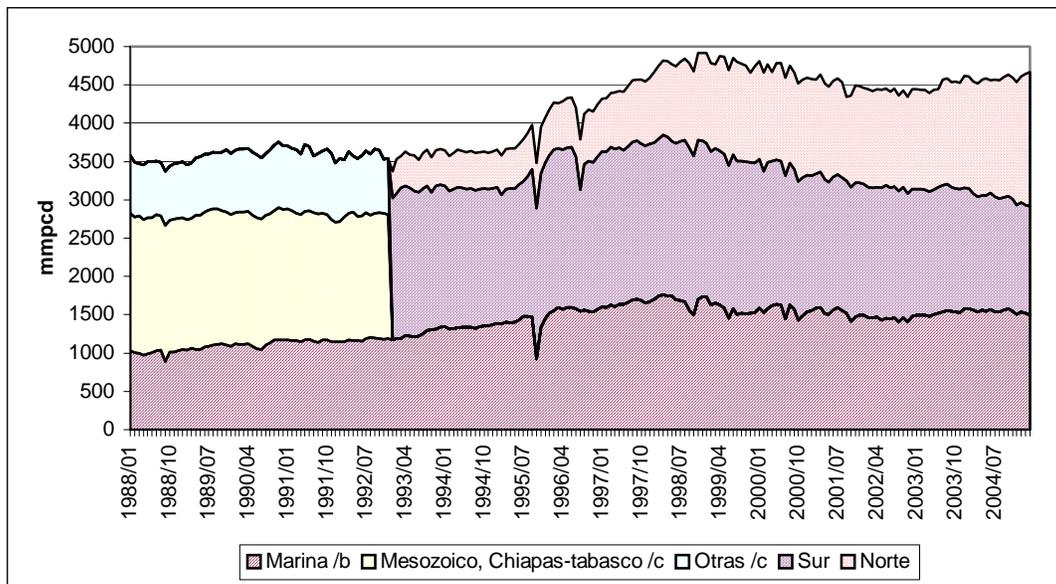


Figura 2.24 Producción acumulada de Gas natural en México por región, 1988-2004 (mmpcd)

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI y PEMEX.

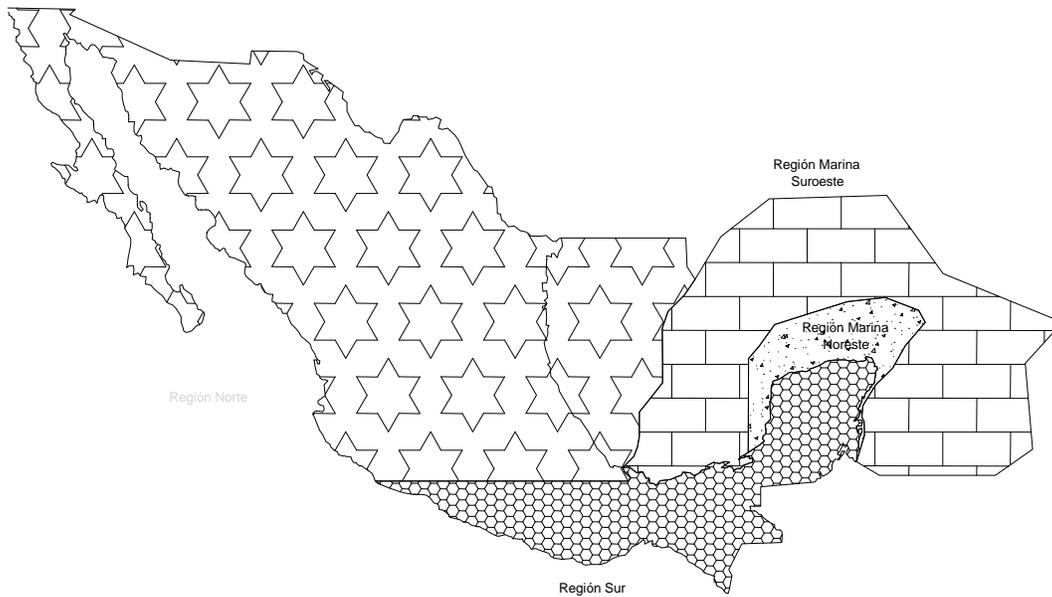


Figura 2.25: Regionalización de las zonas de producción de Gas Natural

Fuente: SENER con base en información de la CRE y PGPB.

2.3.5.3 Consumo de Gas Natural en México

Durante los últimos 15 años las autoridades del sector energético habían aconsejado y promovido el uso del Gas Natural en los sectores energéticos por razones ecológicas y de eficiencia, además de seguir la tendencia mundial del consumo de energéticos. PEMEX, en la mayoría de sus instalaciones de producción, procesamiento y refinación, comenzó a utilizar intensivamente el gas natural como principal fuente de energía para cumplir con las normas ambientales más estrictas.

CFE, en su planeación de instalaciones de generación eléctrica (POISE, 2004-2013) basó su nueva capacidad de generación en la tecnología de ciclo combinado con gas natural, 42 de 50 nuevas centrales a construir en los próximos nueve años, para lograr una capacidad total de 65,646 MW. De esta nueva capacidad, el 61% será construido con capital privado y el resto por público de acuerdo a la planeación de la comisión.

En las 6 refinerías de PEMEX, con la reconfiguración de las mismas, se comenzó a procesar crudo y maximizar la producción de gasolinas y combustibles ligeros, y minimizar la producción de combustóleo, por que este último es más “sucio” e ineficiente. Textualmente, la SENER, presentó en su “Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2004-2013”:

“Los amplios beneficios del gas natural, tanto ambientales como energéticos y económicos, son puntos clave en el desarrollo y utilización del mismo; sin duda esta fuente de energía se encuentra en plena consolidación en el mercado de energéticos en México.”

De esta forma, el mercado el consumo de Gas natural en México fue de 3026 mmpcd para pasar a 5274 mmpcd en 2003, lo que equivale a un incremento de casi el 75% en el uso de este energético, y la TMCA fue de 5.7%. El sector eléctrico fue el de mayor crecimiento, en este período de tiempo, teniendo una TMCA del 14.6, aunque el sector eléctrico público ha tenido un crecimiento considerable en su consumo, destaca aún más el consumo de los generadores particulares de energía, teniendo estos últimos la TMCA más alta, mayor al 26%. Estos datos se presentan en la Tabla 2.5 y en la figura 2.26.

Tabla 2.5 Consumo de Gas Natural en México (mmpcd)

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	tmca
Total	3026	3221	3335	3594	3760	4060	3993	4326	4358	4855	5274	5.7
Petrolero	1112	1195	1190	1395	1560	1729	1623	1843	1961	1994	2141	6.8
Autoconsumo	738	751	695	735	754	825	845	913	994	995	1037	3.5
Recirculaciones int.	375	444	495	661	805	904	777	930	967	999	1104	11.4
Total sin PEMEX	1914	2026	2144	2198	2200	2331	2370	2483	2397	2861	3133	5.1
Industrial	1369	1404	1479	1523	1465	1499	1472	1392	1155	1260	1208	-1.2
Pemex Petroquímica	634	658	680	657	580	537	449	373	316	295	285	-7.7
Otras	736	746	799	865	886	963	1023	1019	838	966	923	2.3
Eléctrico	465	547	589	596	653	756	821	1011	1157	1506	1819	14.6
Público	385	466	494	492	538	639	705	870	987	959	996	10
Particulares	80	81	95	104	116	116	116	141	169	547	823	26.2
Residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	71	84	3.1
Servicios	17	18	19	20	20	20	20	20	21	22	19	1
Transporte vehicular	-	-	-	-	-	-	0	1	1	2	2	n.a.

Fuente: SENER, 2004

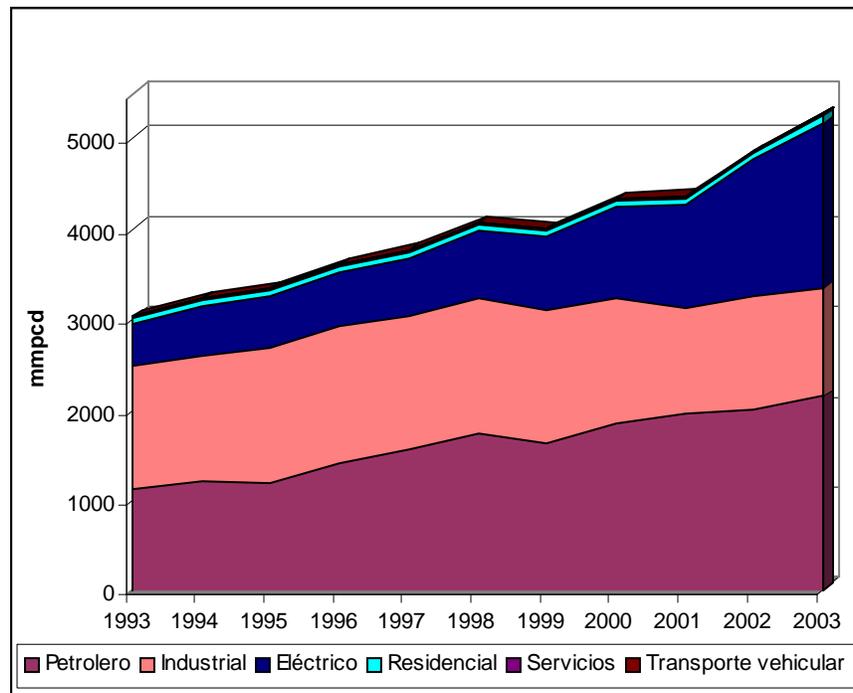


Figura 2.26 consumo de Gas Natural en México por sectores, 1993-2004 (mmpcd)

Fuente: SENER, 2004

De acuerdo a la prospectiva de la SENER (2005), mencionada arriba se considera que: “*El mercado del gas natural continua con un amplio potencial de crecimiento en los sectores eléctrico, petrolero e industrial. Las necesidades previstas de este combustible en el SEN, marcan en gran parte la pauta de que explica la sustitución del combustóleo por gas natural*”.

Desde abril de este año se ha comenzado a realizar una revisión de la política de generación de energía eléctrica a base Gas Natural y la CFE contempla convertir varias de sus centrales eléctricas más grandes a procesos de gasificación de combustóleo (Shields, 29/03/2005). En abril del 2005 CFE sacó de operación 4 centrales privadas de ciclo combinado por la falta de suministro de gas natural y a los elevados costos de producción; costos mayores a los del parque generador de la paraestatal. Aunque éstas centrales no produzcan electricidad, CFE paga un cargo fijo para cubrir algunos costos de los Productores Independientes de Energía, pero no todo el combustible, que representa el 60% de los costos de generación. Los costos de las centrales de ciclo combinado son los más altos, 530 pesos por megawatthora, mientras que las centrales de carbón y de combustóleo de CFE registran costos de 293 y 360 pesos por megawatthora, respectivamente (Córdoba, 07/05/2005).

El sacar de operación estas centrales de generación (Hermosillo, Naco-Nogales, Río Bravo III y Saltillo, aproximadamente 1000 MW de un total de 44,554 MW) no generó ningún apagón, ni caída del suministro de energía eléctrica, por ejemplo, durante el día de abril en que entró la primera planta de ciclo combinado en operación, está entró en la posición 58 de 120 centrales generadoras disponibles. De acuerdo a la SENER la demanda de electricidad se encuentra por debajo de lo esperado (Córdoba, 07/05/2005).

El 26 de abril del 2005 el secretario de energía informó que se formó un grupo interdisciplinario de expertos de PEMEX, CFE y la propia SENER, para revisar la viabilidad de continuar con la política de generación de energía eléctrica con ciclo combinado, concluyendo que la planeación a 10 años del sistema eléctrico es susceptible de adecuarse a “otras alternativas” (Rodríguez, 26/04/2005 y Rodríguez, 29/04/2005)

El precio de Gas natural en México se determina por la aplicación de la regla Little-Mirless con el precio de referencia del sur de Texas, EE.UU. Cuando se implementó esta regla el precio de Gas Natural era del orden de \$2.00 a \$2.50 US dólares por millar de pies cúbicos y el mercado se comportaba de forma competitiva. En abril del 2005 el precio de gas natural alcanzó precios de \$7.50 US dólares por millar de pies cúbicos y los precios a futuro son de \$8.00 US dólares por millar de pies cúbicos. Este tipo de fijación de precio se basa en el costo de oportunidad, que cumple dos funciones básicas: asignar recursos escasos y es una importante fuente de ingresos para el gobierno mexicano (Brito, 18/04/2005), pero es también debido a que durante las negociaciones del TLCAN se estableció que el precio de los combustibles en México no debería ser un *dumping* en comparación con los de EE.UU. y Canadá.

El alto consumo de este energético entre los tres países ha generado un incremento en la demanda de este hidrocarburo y a lo especulativo de los mercados, como el petróleo, ha originado que se haya implementado una política de importación de otros países productores y exportadores en forma de Gas Natural Licuado (EIA, 2004).

2.3.5.4 Oferta de Gas Natural en México

Como se puede ver de los dos puntos anteriores, la producción nacional de Gas natural es insuficiente para satisfacer la demanda, por lo que se ha importado este hidrocarburo. De los datos históricos registrados por el INEGI, se graficó la diferencia entre las exportaciones y las importaciones para determinar el balance del gas natural en México. Esta gráfica se presenta en la figura 2.27. En la actualidad (principios del 2005) México importa casi 1000 mmpcd, que equivalen a casi el 20% del consumo nacional.

Para cubrir la demanda de Gas natural en el mercado de gas natural en México, PEMEX comenzó a utilizar el esquema de Contratos de Servicios Múltiples (CSM) para la explotación de la cuenca de Burgos, en el cual se esperaba un incremento de la producción de 300 a 1000 mmpcd para sus primeros años, los cuales se lograron y es necesario mantener un este nivel de producción, pero que no será posible cumplir la meta de producción de 2000 mmpcd para 2007 y se considera que si se suman 500 mmpcd más a los actuales será todo un éxito (Rodríguez Padilla, 2004). Se han firmado a la fecha 8 bloques adjudicados a empresas internacionales, pero los resultados de producción han sido inferiores a los esperados (PEMEX, 2005).

Entre abril y diciembre del 2004 estos CSM produjeron un total de 89 mmpcd, lo cual es inferior a los esperado de producción (Vela, 02/02/2005), y para abril del 2005 PEMEX publicó que el potencial de Burgos había caído en un 35% y que sólo se producirán 655 mmpcd para 2008 (Vela, 10/03/2005).

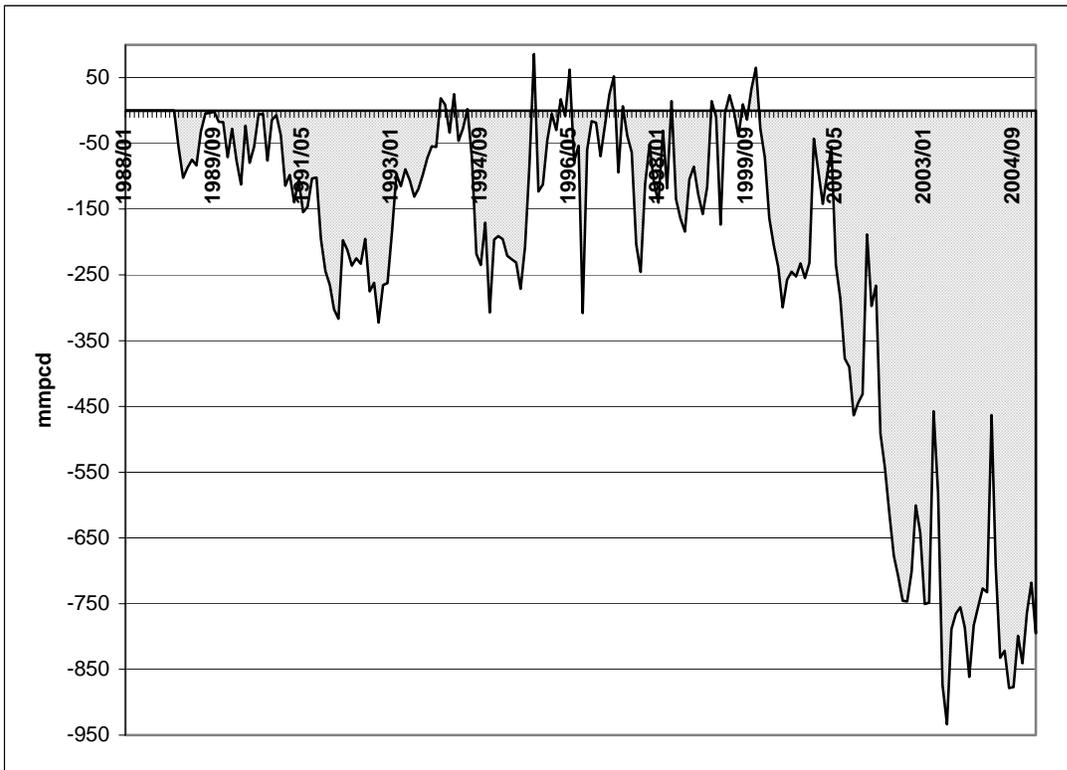


Figura 2.27 Balance de Gas natural para México Exportaciones-Importaciones, 1988-2005 (mmpcd)

Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI.

Con el fracaso de los CSM y la baja expectativa de las reservas de la cuenca de Burgos, la CFE se ha enfocado a la promoción de la importación de Gas Natural. México ha importado Gas Natural desde 1989 pero a muy bajos niveles, para principios del 2000 estas se dispararon por la entrada en operación de las nuevas centrales de ciclo combinado. Estas importaciones son desde EE. UU., pero actualmente se percibe un riesgo de que este país cierre la válvula de gas natural a México (Vela, 11/03/2005). Por lo que se ha proyectado la construcción y operación de plantas de almacenamiento y regasificación de Gas Natural (figura 2.28). La importación de este hidrocarburo podrá llegar desde países como Australia, Rusia, Indonesia, Trinidad y Tobago. La planta de regasificación de Altamira Tamaulipas ha completado la instalación del domo del segundo tanque de almacenamiento en mayo del 2005 y esta terminal iniciará operaciones en octubre del 2006 (Reforma, 24/05/2005). La instalación de una planta de almacenamiento y regasificación en las islas Coronado en la costa de Baja California Norte, esta muy avanzada, así como los permisos de ensenada para Statoil, quien espera comenzar la construcción, en el futuro cercano. Una terminal para la costa del Pacífico de nuestro país se espera ser licitada en Noviembre de este año, pero aún no esta determinada su capacidad y localización final, ya que se ha considerado construirla en Manzanillo o el puerto e Lázaro Cárdenas en Michoacán. (Vela y Ortega, 4/05/2005)



Figura 2.28 Principales proyectos de almacenamiento y regasificación de Gas Natural

Fuente SENER 2005

Para el suministro del gas natural en la costa del Pacífico, el gobierno de México ha comenzado a negociar con Bolivia y Perú contratos para asegurar el suministro de este energético para nuestro país en los próximos 20 años (Rodríguez, 24/04/2005). Bolivia se encuentra inmersa en una serie de problemas políticos, donde en los últimos días (junio del 2005) ya renunció el presidente de esa nación, después de haber privatizado la explotación de hidrocarburos de ese país, y la exploración y descubrimiento de grandes reservas de gas natural por parte de compañías privadas, los diferentes movimientos sociales se han enfocado a la nacionalización de estos recursos (Pairone, 19/05/2005). Este movimiento podría comprometer el suministro de su gas a nuestro país. Por otro lado, se encuentra Perú, que ha dicho que cuenta con la infraestructura

necesaria para exportar su gas natural a México, pero no cuenta con reservas probadas o probables para ser considerado como un proveedor de largo plazo (Rodríguez, 21/05/2005). Los países que se han considerado como importadores para la terminal de Altamira son Trinidad y Tobago y Venezuela, pero aún no se encuentra esto bien definido (SENER, 2005). El precio internacional de GNL, incluyendo la regasificación se estima que para el golfo de México, cuando se hayan construido suficientes unidades de regasificación para el suministro en la región, se establecerá entre \$4.00 y \$4.50 U.S. dólares el millar de pies cúbicos (Brito, 18/04/2005).

El mercado Nacional del gas Natural esta dividido en 5 regiones de la República Mexicana, (Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste). La figura 2.29 presenta un mapa donde se detallan los estados de cada región, y la tabla 2.6 presenta el consumo de cada región y se presentan graficados en la figura 2.30.

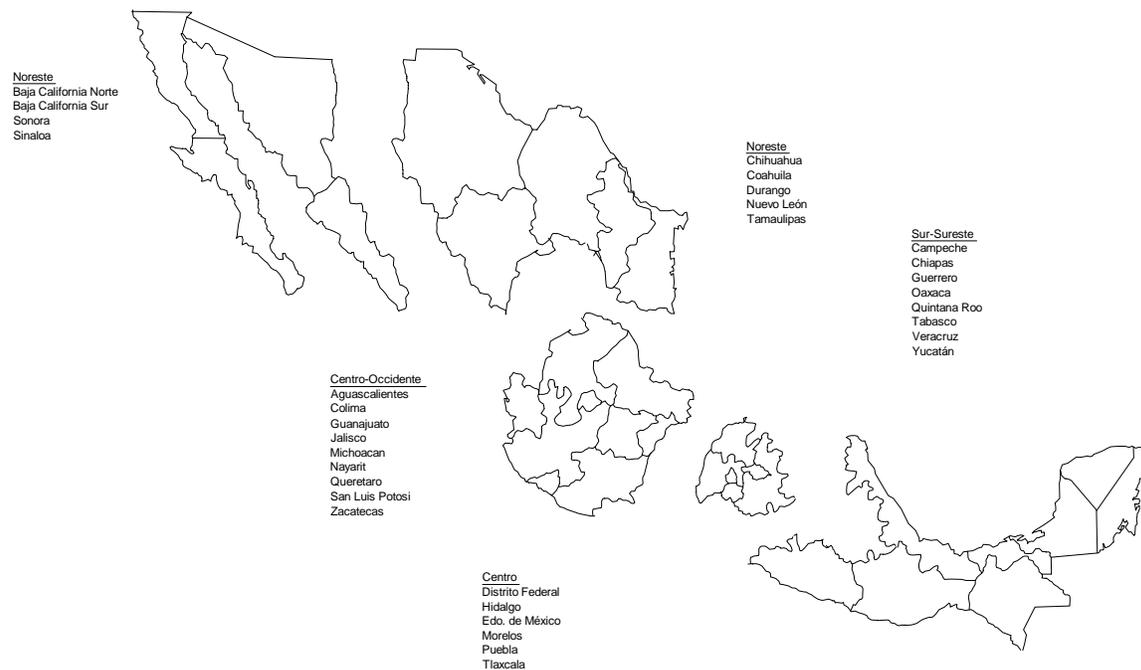


Figura 2.29: Regionalización del mercado de Gas Natural en México

Fuente: SENER con base en información de la CRE y PGPB.

Tabla 2.6 Consumo regional de gas natural, 1993-2003 (mmpcd)

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	tmca
Total	3026	3221	3335	3594	3760	4060	3993	4326	4358	4855	5274	5.7
Noroeste	5	4	9	12	12	16	24	60	97	154	250	47.2
Noreste	721	774	813	860	872	936	1009	1153	1068	1309	1372	6.6
Centro-Occidente	189	235	270	287	324	359	382	390	345	473	497	10.1
Centro	435	494	493	486	535	578	613	609	615	606	639	3.9
Sur-Sureste	1676	1715	1749	1950	2016	2170	1965	2115	2233	2314	2515	4.1

Fuente: SENER con base en información de la CRE y PGPB.

La región Sur-Sureste consume el mayor porcentaje de gas natural en el país (48%) pero ha tenido una TMCA (4.1) relativamente baja con respecto a las demás regiones del país; este consumo se da en los mismos centros de producción de PEMEX. La segunda región en consumo es la Noreste con una participación del 26%, principalmente en las actividades del sector eléctrico e industrial. Las demás regiones tuvieron consumos en el 2003: región Centro 12.1% y las regiones Centro-Occidente y Noroeste demandaron 9.4% y 4.7%, respectivamente. Destaca que esta última región es la de mayor TMCA (47.2%) y se espera que continúe creciendo su consumo (SENER, 2005).

El consumo regional de gas natural está relacionado con los centros de producción (actividades petroleras), la infraestructura de distribución, así como la ubicación de los centros industriales, y concentración poblacional. Estos factores son los que se desarrollaron para favorecer el mercado de gas natural en México. La figura 2.31 presenta la red de distribución existente de gasoductos de PGPB y del sector privado, además de los que estaban en construcción a principios del 2004.

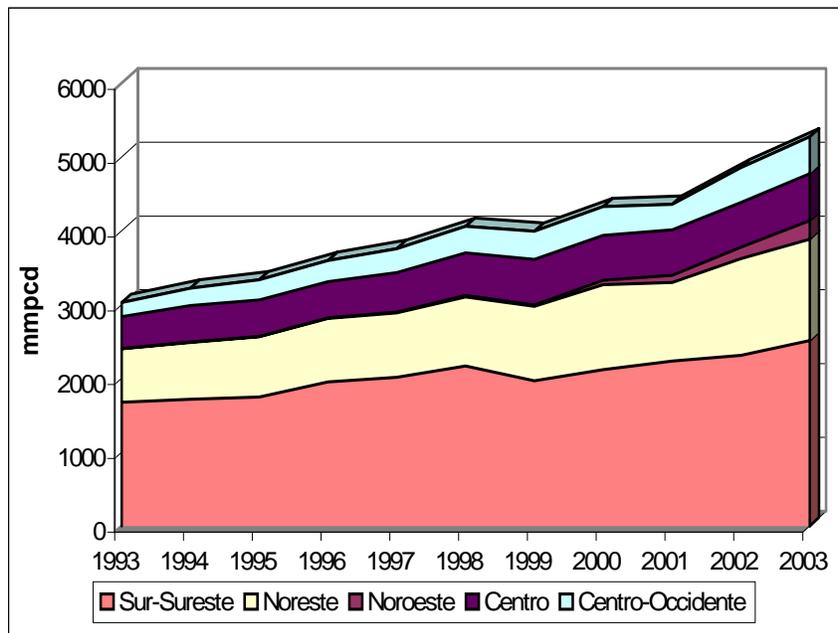


Figura 2.30 Consumo regional de gas natural, 1993-2003 (mmpcd)

Fuente: SENER

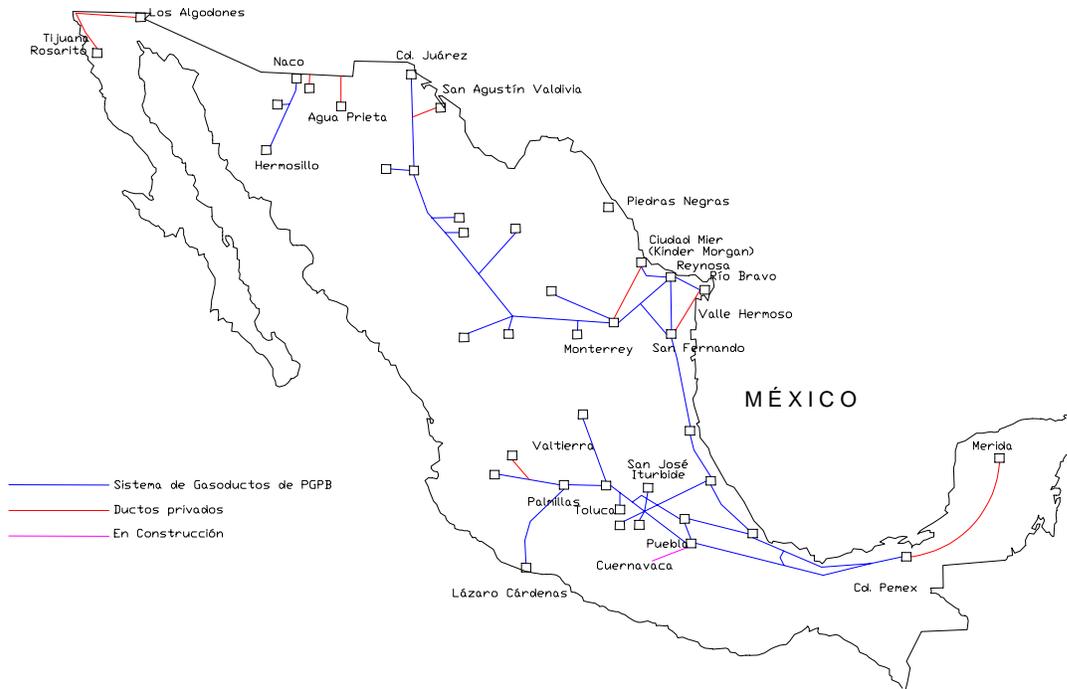


Figura 2.31. Red de Distribución de Gas Natural en México

Fuente: SENER con base en información de la CRE y PGPB.

2.3.4.3 El Gas Natural en México en los próximos años

Una vez que se ha revisado la política energética de México y cuales son los factores que afectan el mercado del mismo, de la planeación oficial presentada en la última Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2004-2013. Las prospectivas del Mercado del Gas Natural contienen un análisis de la evolución de oferta y demanda nacional, la capacidad existente y esperada de producción, transporte y distribución, así como las oportunidades de inversión para la utilización de este combustible.

Para México se espera que la demanda se incremente en un 5.8% anual promedio (SENER, 2005) y un crecimiento económico de 4.7% anual. La demanda de Gas Natural por los diferentes sectores que lo consumen se presenta en la figura 2.32. De acuerdo a los datos se estima que la demanda crecerá de 5274 en 2003 a 9303 mmpcd para 2013 con un incremento de 76.4% para el período de análisis. El consumo del sector Eléctrico es el que presentará un mayor crecimiento con una tasa de crecimiento anual del 10%, consumiendo 4705 mmpcd para 2013. El sector industrial consumirá el 28.1% y en el cual ya se ha considerado el consumo del proyecto petroquímico Fénix, que se encuentra en su planeación actualmente. El sector de servicios y el consumo residencial sólo consumirá el 4.0% de la demanda total. El sector de auto transporte se considera con un crecimiento incipiente, y un consumo de 0.8% (SENER, 2005).

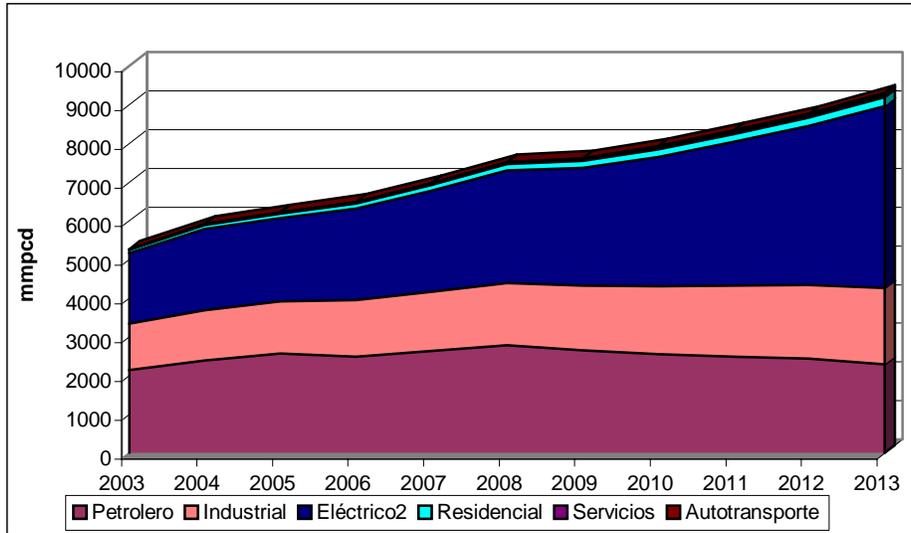


Figura 2.32 Demanda de gas natural por sector, 2003-2013 (mmpcd)

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2005.

En la figura 2.33 se presenta la demanda de gas natural histórica de 1993 al 2003 y las proyecciones de la SENER, de la demanda de Gas natural. Como se puede ver la demanda de gas natural se triplicará en el período considerado, y el crecimiento de la demanda del sector de generación eléctrica.

La demanda regional de gas natural en las diferentes regiones del país tendrá tasas de crecimiento muy diferente. La de mayor crecimiento será la región Centro-Occidente, con una tmca de 19.6%. Las regiones Noroeste, Noreste y sureste tendrán tmca entre 9.3y 10%. La región con menor tmca será la centro con 4.5% (SENER, 2005). La figura 2.34 presenta los datos graficados de la prospectiva.

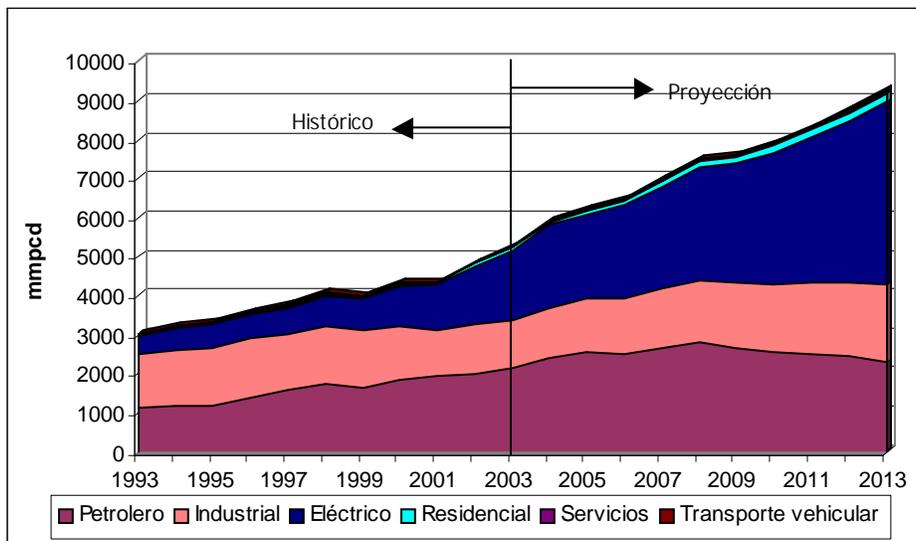


Figura 2.33 Demanda de gas natural por sector, 1993-2013 (mmpcd)

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2005.

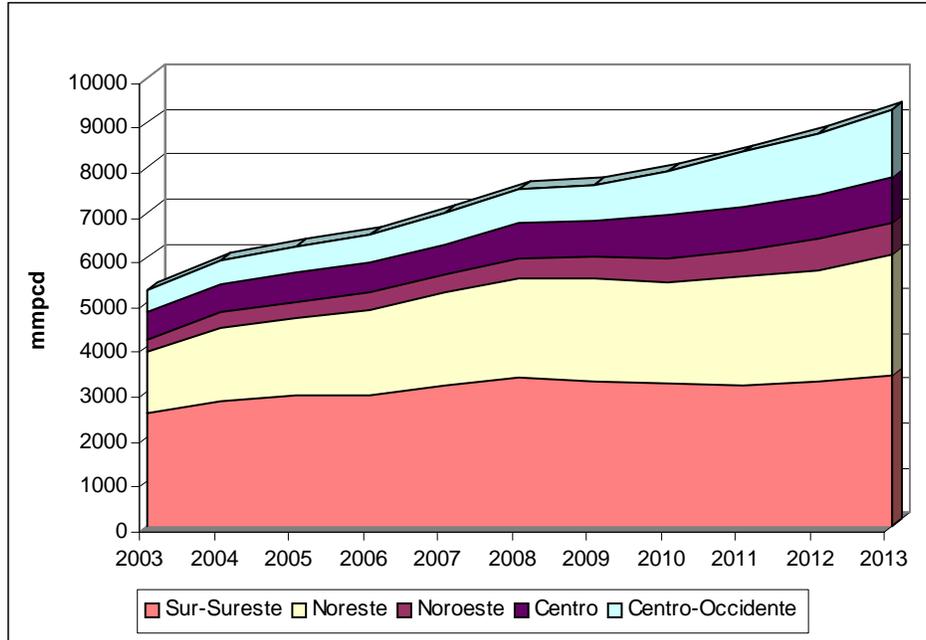


Figura 2.34 Demanda de gas natural por región, 2003-2013 (mmpcd)

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2005.

El intervalo de tiempo de 1993 a 2013 se presenta en la figura 2.35. En esta gráfica se puede ver el crecimiento de la región Noreste, donde se han instalado muchos Productores Independientes de Energía, que utilizan la tecnología del ciclo combinado para la generación eléctrica. También cómo es en la región Sur-Sureste, dónde se consume y se consumirá la mayor parte del gas natural, debido a que en esta región se encuentra la mayor parte de las instalaciones petroleras.

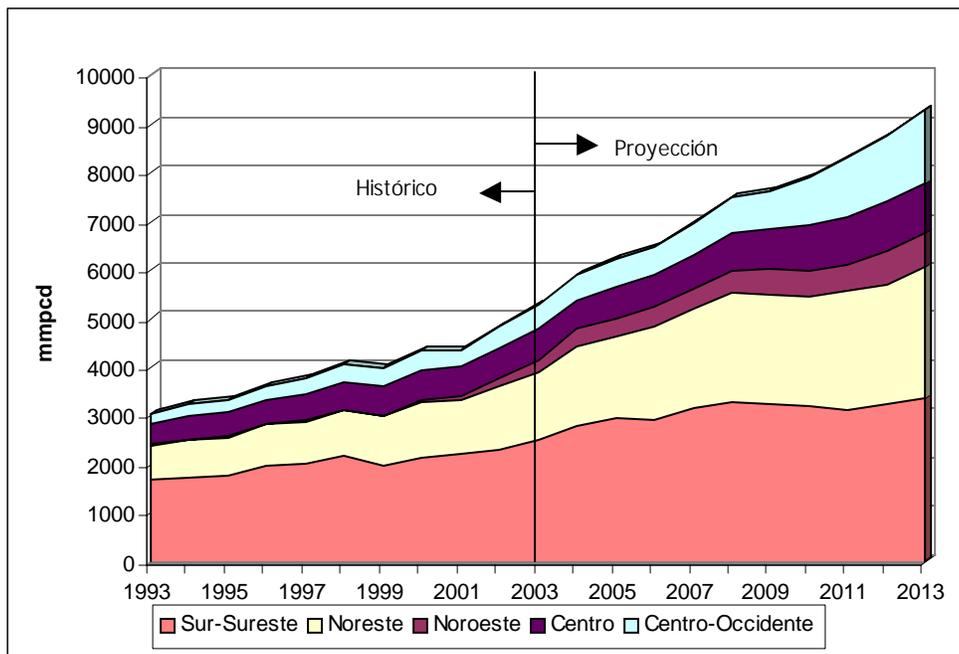


Figura 2.35 Demanda de gas natural por región, 1993-2013 (mmpcd)

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2005.

2.4 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se examinaron diversos aspectos relacionados con el sector energético, en especial para el Gas Natural a escala mundial y para México. Entre las conclusiones de este capítulo se determino:

- Las fuentes primarias de energía fósiles han sido las más utilizadas a escala mundial y representan más del 85% del suministro energético. El consumo de energía para 2003 fue de 407.8 EJ, y en el período de 1993 al 2003 tuvo una tmca de 1.7%. La principal fuente de energía es el petróleo seguida por carbón y Gas Natural respectivamente.
- En los años por venir, de acuerdo a diferentes prospectivas internacionales se tendrá un consumo de energía total:

Año	Consumo (EJ)
2000	384.31
2010	466-524 (500)
2020	596-651 (600)
2030	639-714 (714)

Los valores entre paréntesis son los más repetidos en las prospectivas internacionales. Estos datos representan un incremento de 100 EJ cada 10 años. El equivalente a 95 millones de barriles de petróleo equivalente

- El carbón será desplazado como la segunda fuente de energía por el gas natural. Debido a que internacionalmente se ha popularizado su uso por ser más “amigable” con el medio ambiente, y de mayor eficiencia para su uso en la generación eléctrica en ciclos combinados.
- Ya se ha alcanzado el clímax petrolero mundial, de acuerdo a muchos estudios recientemente publicados, lo que quiere decir que ya se ha extraído la mitad de las reservas de petróleo en el mundo. Para México, su principal campo productor, Cantarell ya comenzó la disminución de su producción. Se espera que este campo produzca por lo menos durante 8 años más con las tasas de producción actual (2 millones de barriles diarios). Además se espera que el desarrollo de otros campos sustituya la producción de éste campo, como Chicontepec o Lankahuasa.
- Debido a lo anterior ya se ha comenzado a presentar una nueva crisis energética, que afectará el desarrollo de los mercados, además que tiene y tendrá fuertes repercusiones en el orden mundial.
- Las reservas de Gas Natural a escala mundial se localizan en los países de la ExURSS y de Medio Oriente. Estas representan cerca del 76% de las reservas probadas. Su

consumo continuara en incremento de acuerdo a las diferentes prospectivas, principalmente en la generación de energía eléctrica.

- Estados Unidos ha desarrollado una política energética muy agresiva para asegurar su suministro, y ha presionado en diversas partes del mundo para tener control de recursos petroleros. A últimas fechas ya considero en su política de Seguridad Energética, la generación de energía eléctrica por medio de energía nuclear. Aunque nunca ha utilizado muchos hidrocarburos para su generación (genera 50% con carbón y 20% con energía nuclear).
- En México existe un sistema de planeación institucional sexenal, y un marco regulatorio de sus emisiones y controles ambientales. Como el suministro de energía del país esta basado netamente en Petróleo y muy por debajo en Gas Natural, PEMEX, establece gran parte de la planeación energética, pero está sujeto a fuertes controles de la Secretaria de Hacienda Pública. El petróleo representa más de la tercera parte de los ingresos federales.
- El petróleo que se produce en México se exporta crudo, en un 80% a EE. UU. y el resto se distribuye en los países integrantes del pacto de San José. Por ser la política energética actual, en lugar de vender productos refinados que incrementaría el valor agregado de la producción de la paraestatal.
- De las exportaciones de Energía (*c.a.* 4500 PJ), México importa actualmente una cuarta parte en productos energéticos secundarios (*c.a.* 1000 PJ)
- De la energía primaria que se produce en México, una tercera parte se consume en el sector energético.
- Del consumo energético final, el transporte consume *c.a.* el 40%, seguido del industrial, y el residencial y de servicios, y finalmente el sector agropecuario, por lo que los principales energéticos secundarios de México son: gasolinas y naftas, diesel, combustóleo, gas natural y electricidad.
- México no cuenta con reservas probadas de Gas Natural lo suficientemente grandes para establecer una política de generación eléctrica a base de este energético. Tampoco se han logrado los éxitos de producción nacional a través de la explotación de la cuenca de Burgos por medio de los CSM. La producción de Gas Natural se da en forma asociada al petróleo (80%) y el resto es gas no asociado, producido en la región norte del país.
- La planeación del sector de generación eléctrica en el país se basa en la construcción de ciclos combinados, que no podrán ser suministrados internamente de Gas Natural para su operación, por lo que se ha comenzado a desarrollar una gran estructura para convertir el país en un importador de Gas Natural Licuado.
- Con respecto a la demanda del gas natural se espera un gran crecimiento en la demanda de tres veces el consumo de 1993 para el año 2013, alcanzando valores de más de 9000

mmpcd. El precio de este energético se determina en función a su costo de oportunidad, lo cual a encarecido los costos de generación eléctrica, y lo hace hasta prohibitivo para su uso en el sector industrial o petroquímico.

- Diversos estudios se han desarrollado para determinar el precio en función a los costos de producción, o cuando menos lo suficientemente justos para su uso industrial.
- Es necesario reconsiderar la planeación del sector de generación de electricidad en México.

Por lo que respecta a esta tesis, y después de este capítulo, es posible considerar que el gas natural es un recurso “muy escaso” y que su aprovechamiento debe de realizarse de una forma más eficiente y efectiva, ya que la política implementada en nuestro país no lo esta considerando de forma sustentable. En esta tesis se revisan los diversos aspectos relacionados al nivel de desarrollo tecnológico del proceso de conversión de gas a líquidos con la síntesis Fischer-Tropsch a partir del uso de gas natural, para determinar su posible adaptación al sistema energético de México.

2.5 Bibliografía

1. **Apodaca, J. L. (2004)** *La producción independiente de electricidad en México*, Nuevo León, México, 11 páginas
2. **Baker, G., (2002)** “*Mexico's new upstream philosophy*” Oil & Gas Investor; Sep 2002; volumen 22, número 9, páginas 53-56
3. **Brito, D.L. (18/04/2005)** *Política de precios del gas en México*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 12
4. **Comisión Federal de Electricidad, CFE (2004)** *Programa de Obras e Inversiones del sector Eléctrico 2004-2013, -POISE-2004*, México 120 páginas.
5. **Córdova, M. (7/05/2005)** *Para CFE 4 plantas por carestía de gas*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 16
6. **European Commission, (2003)** *World energy, technology and climate policy outlook 2030- WETO 2003-* Directorate-General for Research Energy No. de documento EUR 20366, Bélgica, 148 páginas
7. **Fazio, C. (25/04/2005)** *La Agenda oculta de Waco*, Periódico La Jornada, Ciudad de México página 1
8. **National Energy Policy Development Group (2001).** “*National energy Policy*”, USA, White House, 170 páginas.
9. **SENER (2005)** *Visión del mercado de Gas Natural en América del Norte-* México, 127 páginas
10. **IEA, -International Energy Agency- (2002)** *World Energy Outlook –2002*, Francia 2002
11. **IEA, -International Energy Agency- (2003)** *Energy to 2050 (Scenarios for a sustainable Future*, Francia 2002, 224 páginas
12. **IEA, -International Energy Agency- (2004b)** *Energy Statistics Manual –2004*, Francia 2002
13. **IEA, -International Energy Agency- (2004a)** *Key World energy statistics-2004*, Francia 2004

14. **Jalife-Rahme, A. (03/04/2005)** *¿Super alza del petróleo a 105 dólares el barril?*, Periódico La Jornada, Ciudad de México, 3 páginas
15. **Jalife-Rahme, A. (27/04/2005)** *¿Petróleo a 380 dólares el barril en 10 años?*, Periódico La Jornada, Ciudad de México, 4 páginas
16. **Jauregui, M.J. (8/04/2005)** *Hacia la quiebra*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 15
17. **Klare, (18/12/2004)** *Eventual crisis de energía amenaza el mandato de Bush*, Periódico La jornada, Ciudad de México 2 páginas
18. **Klare, (31/03/2005)** *El colapso energético que se avecina*, Periódico La jornada, Ciudad de México páginas 22-23
19. **Klare, (16/04/2005)** *La guerra se cierne sobre Irán*, Periódico La jornada, Ciudad de México 2 páginas
20. **Melgar, I. (4/05/2005)** *Pacta México comprarle gas natural a bolivianos*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 6
21. **Pairone, A. (19/05/2005)** *Dispara petróleo caos boliviano*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 25
22. **Rodríguez, I. (26/02/2005)** *Inciertos, disponibilidad y suministro de gas natural en América del Norte*, Periódico La Jornada, Ciudad de México página 1
23. **Rodríguez, I. (04/04/2005)** *PEMEX cobra el gas que produce a precio de importación: experto*, Periódico La Jornada, Ciudad de México, 2 páginas
24. **Rodríguez, I. (26/04/2005)** *Estudia Energía dejar las plantas de ciclo combinado*, Periódico La Jornada, Ciudad de México, 1 páginas
25. **Rodríguez, I. (15/04/2005)** *Escenario Adverso en cotizaciones de crudo y gas hasta 2006, prevén*, Periódico La Jornada, Ciudad de México, 2 páginas
26. **Rodríguez, I. (15/05/2005)** *Privilegia CFE generación a partir de gas; es el energético más costoso*, Periódico La Jornada, Ciudad de México, 2 páginas
27. **Rodríguez, I. (29/05/2005)** *Inicia antes de lo previsto el declive de la producción de Cantarell*, Periódico La Jornada, Ciudad de México página 1
28. **Rodríguez, K. (17/03/2005)** *Aumentan costos nuevos yacimientos*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 10
29. **Rodríguez, K. (27/04/2005)** *Quiere Perú exportar gas a México*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 2
30. **Rodríguez, K. (29/04/2005)** *Busca SENER coordinación en suministro*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 2
31. **Rodríguez, K. (16/05/2005)** *Visualizan instalar una planta de gas*, Periódico Reforma, Ciudad de México página
32. **Ruiz, J. (13/05/2005)** *Aboga a Norteamérica dependencia energética*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 3
33. **Ruiz, J. y Vela, J.A. (2/05/2005)** *Retan a mexicanos energéticos costosos*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 5
34. **Senado de la República (2004a)** *Proposiciones de Ciudadanos legisladores*, Gaceta Parlamentaria, No. 6, Miércoles 9 de junio del 2004, México. Recuperada de Internet, en agosto del 2004.
35. **Senado de la República (2004b)** *Dictamen del punto de acuerdo para solicitar a la SEMARNAT la publicación del proyecto de norma oficial Mexicana, 086/SEMARNAT-SENER-2003*, Gaceta Parlamentaria, No. 12, Miércoles 21 de julio del 2004, México. Recuperada de Internet, en agosto del 2004.
36. **SENER -Secretaría de Energía-, (2001)** *Programa Sectorial de Energía 2001-2006*, México.

37. **SENER -Secretaría de Energía-, (2005)** *Prospectiva del mercado del gas natural 2004-2013*, México.
38. **SENER -Secretaría de Energía-, (2001)** *Programa Sectorial de Energía 2001-2006*, México.
39. **SENER –Secretaría de Energía- (2004)**, *Balance Nacional de Energía 2003*, México
40. **SENER y SEMARNAT (2002)**, *Programa Energía y Medio Ambiente hacia el desarrollo sustentable 2002*, México
41. **SEMARNAT (Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales-, (2001)** *Programa Nacional del Medio Ambiente y Recursos Naturales 2001-2006*, México
42. **Shields, D (29/06/2004)** *¿Qué hacer en Gas Natural?*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 6
43. **Shields, D (04/01/2005)** *Perspectivas Energéticas*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 7
44. **Shields, D (26/03/2005)** *Energía: No hay visión de futuro*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 6
45. **Shields, D (29/03/2005)** *Se acabo la moda del gas natural*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 8
46. **Shields, D (10/05/2005)** *Seguridad Energética*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 5
47. **Shields, D (24/05/2005)** *¿Por qué subió el precio del gas?*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 6
48. **Vargas, R., (2004)** *¿Abundancia o escasez de recursos petroleros?: Una perspectiva geopolítica*, México, 17 páginas
49. **Vela, J. A. (23/03/2004)** *Incumple sus objetivos la Secretaría de Energía*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 2
50. **Vela, J. A. (14/04/2005)** *Planea CFE 50 centrales*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 3
51. **Vela, J. A. (20/04/2005)** *Exportan a EU gas natural*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 10
52. **Vela, J. A. (11/05/2005)** *Temen riesgo para el país*, Periódico Reforma, Ciudad de México página 5

Capítulo 3 Energía del futuro

3.0 Introducción

Este capítulo tiene como objetivo dar una visión general de las fuentes de energía que son utilizadas en la actualidad y las que actualmente están en la etapa de desarrollo e investigación para asegurar el suministro futuro de energía. También se presenta un breve análisis de las principales líneas de investigación en el área energética que están siendo estudiadas intensivamente a escala mundial, teniendo un énfasis especial en la química del Carbono (C1), donde está considerada la conversión de Gas A Líquidos y la razón que nos conlleva a decir que es una alternativa para el suministro de energía en el futuro.

3.1. Las Fuentes de Energía

La mayor parte de la energía que utilizamos proviene del Sol en la forma de radiación. Esta energía se almacenó en la tierra por la fotosíntesis de las plantas verdes u otros medios. Durante millones de años, se acumuló en la tierra en forma de carbón, petróleo, gas natural, hidratos de metano, etc., y constituyen la energía solar fósil que comenzó a ser explotada de forma intensiva con el inicio de la revolución industrial. Las reservas de energía fósil estimadas (Rivero, 1988) varían de acuerdo a la fuente consultada, pero las reservas probadas se estiman en 250,000 EJ, como ya se presentó en el capítulo 2, a fin de cuentas, las reservas aseguran un suministro de energía que varía entre 50 y 1000 años (Rivero,1988). Otra fuente de energía es la energía nuclear; la cual es la que se obtiene de la separación de átomos (fusión) o la formación de nuevos átomos (fisión); este tipo de energía es utilizado actualmente a escala mundial sólo para suministrar menos del 10% de nuestro consumo (capítulo 2) y continuará siéndolo debido a las presiones sociales por la generación de residuos nucleares altamente contaminantes. Ambos tipos de energía son considerados como no renovables. La última fuente de energía que se está utilizando es la biomasa obtenida por la síntesis orgánica en periodos de almacenamiento de 10 años (energía renovable), y esta constituida principalmente de madera, desechos de cultivos, etc.

Existen además otros tipo de fuentes de energía, convencionales y no convencionales, y/o renovables, las cuales están siendo desarrolladas y utilizadas a niveles inferiores a los de la energía nuclear, como la energía contenida en los cuerpos de agua en la forma de energía potencial que se utiliza como energía hidráulica para la generación de energía eléctrica. Los otros tipos de fuentes de energía son: solar, eólica, mareomotriz, geotérmica, etc. Este tipo de fuentes se ha desarrollado a una alta velocidad en los últimos años, disminuyendo sus costos de explotación, cómo es el caso de los paneles de fotovoltaicos, que han reducido su costo de fabricación e incrementado su eficiencia de conversión, o de las turbinas que se utilizan en molinos de viento para la generación de electricidad, pero continuaran aportando sólo una pequeña parte de energía del total consumido a nivel mundial, como ya se revisó en el capítulo 2.

3.2 Energía para el Futuro

Este nuevo siglo presentará muchos cambios y oportunidades para la investigación de fuentes alternativas de energía. El mundo continuará dependiendo de los combustibles fósiles para satisfacer la mayor parte de sus necesidades energéticas para, al menos, los próximos 50 años (EIA, 2004), la energía fósil no debe de ser vista con desdén, a pesar de sus muchos beneficios y problemas ambientales reales y/o percibidos asociados.

Las líneas de investigación para asegurar el suministro de energía en los próximos años consideran cuatro áreas fundamentales, que son: (1) Generación de Energía Eléctrica e Investigaciones Ambientales Relacionadas, (2) Cambio Climático Global, (3) Química de C1 y tecnología Fischer-Tropsch, y, (4) Combustibles del futuro. A continuación se presenta un panorama de los trabajos de investigación y desarrollo que se están llevando a cabo actualmente.

3.2.1 Generación de Energía Eléctrica e Investigaciones Ambientales Relacionadas

La generación de Energía Eléctrica, en un futuro cercano, que utiliza y continuará utilizando carbón y otros combustibles fósiles estará fuertemente ligada a los temas ambientales. Hoy día, las emisiones de SO₂ son controladas íntegramente y existe un gran interés para reducir la emisión de metales tóxicos y/o potencialmente cancerígenos que se producen en concentraciones a nivel de traza en los gases de combustión cuando se utiliza carbón u otros combustibles, y se tiene especial interés en controlar la emisión de Materia Particulada (MP), que es aerotransportable, especialmente aquella menor a 2.5 μm de diámetro medio (MP_{2.5}).

La investigación y el desarrollo de los últimos veinte años han dado pistas clave del comportamiento de los elementos mayoritarios, minoritarios y traza en los sistemas de combustión y gasificación de combustibles sólidos y líquidos. Los problemas asociados con los constituyentes inorgánicos en el carbón y otros combustibles fósiles incluyen la corrosión y erosión, ensuciamiento e incrustación de superficies de transferencia de calor, y la formación de materia particulada, y compuestos orgánicos en fase vapor que son difíciles de recuperar y pueden originar efectos ambientales adversos (Sondreal, 2001).

Eddings (2001), realizó un estudio de cómo la Dinámica Computacional de Fluidos (CFD) en la década pasada tuvo un incremento dramático en su uso para la solución de problemas relacionados con el diseño y operación de instalaciones con quemadores de carbón pulverizado. Los avances en la CFD y de visualización computarizada ha hecho posible la aplicación de los conocimientos fundamentales en la solución de problemas del mundo real y para traducir los resultados a formas más comprensibles y útiles para los usuarios.

La eliminación de emisiones de NO_x y de N₂O en las plantas de generación eléctrica que utilizan carbón es uno de los temas más importantes en la ciencia de la combustión. Algunas regulaciones, podrían requerir que la concentración de emisiones de NO_x sean menores a 10 ppm (Tomita, 2001). Sin el conocimiento detallado de los mecanismos de las reacciones que ocurren durante la combustión del carbón, podría ser imposible alcanzar esta meta.

La química de las formas de azufre y nitrógeno orgánicamente unidas afecta significativamente la reactividad y la estrategia de utilización de los combustibles fósiles. En el pasado, no se tenía la

habilidad para caracterizar las formas químicas de estos heteroátomos ya que estaba limitada por la comprensión de los importantes mecanismos químicos fundamentales (Tomita, 2001).

Una línea de investigación muy estudiada actualmente es el proceso de Gasificación, en el cual se convierte cualquier materia que contiene carbono en gas de síntesis, el cual puede ser utilizado como combustible para generar electricidad o vapor en las industrias. La gasificación incrementa el valor agregado de combustible considerados inferiores al convertirlos en productos comerciales y productos. Para el estudio de la Gasificación se creó el Consejo de Tecnología de Gasificación (Gasification Technologies Council) el cual se ha encargado de coordinar muchos estudios internacionales, y realiza anualmente una conferencia internacional de las tecnologías de gasificación, donde se presentan diversas investigaciones académicas y privadas, involucradas en el desarrollo de estas tecnologías.

Debido a diversos estudios, actualmente existe una gran oferta de generación de energía eléctrica, de una forma más limpia y eficientemente a partir del carbón y otros combustibles fósiles por la Gasificación Integrada al Ciclo Combinado (IGCC) (Stiegel, 2001 y Longwell, 1995). Actualmente están en operación más de 200 Gasificadoras Integradas al Ciclo Combinado en 22 países. Actualmente la única forma en que la IGCC pueda ser altamente competitiva con la combustión normal o la generación en ciclo combinado con Gas Natural es bajo escenarios que reduzcan fuertemente las emisiones de CO₂, por lo que actualmente no existen suficientes estímulos para invertir en Investigación y desarrollo del IGCC y la falta de interés de algunos productores de Energía Eléctrica (Wawkings, 2004)

Una gran oportunidad de las plantas IGCC se enfoca en la “poligeneración”, es decir, la co-producción de energía eléctrica, vapor, hidrógeno, combustibles limpios y productos químicos (Zheng, 2003). La poligeneración está siendo definido como “Refinería de Energía”, y está considerado dentro de la “Visión 21” del Departamento de Energía de EE. UU. (US-DOE e IMP, 2001). Las áreas de investigación que dentro de esta área son: la separación de aire, el enfriamiento de gases, su limpieza y separación, el desarrollo de turbinas de gas novedosas y ciclos, y la química del metano.

3.2.2 Cambio Climático Global

El efecto invernadero se origina por la habilidad de ciertos gases, como el dióxido de carbono y el vapor de agua, para atrapar parte de la radiación de energía solar. El efecto invernadero es un componente clave para la vida en la tierra; sin el efecto invernadero, el planeta sería muy frío para sustentar la vida. Sin embargo, las actividades humanas han incrementado la concentración de dióxido de carbono y de otros gases de efecto invernadero, resultando en un cambio climático de la tierra. En los últimos años, se ha presentado un incremento en la temperatura media de la tierra debido al desequilibrio provocado por las actividades del ser humano en el planeta. Modelos computarizados de los complejos procesos que afectan el ciclo de carbono han demostrado que el factor principal en el incremento de la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera se debe al uso de combustibles fósiles (Huffman, 2001).

Comprender los ecosistemas naturales y como las actividades humanas pueden afectar estos ecosistemas es crucial. El sistema climático global es uno de los más complejos. La naturaleza y magnitud de las alteraciones del sistema climático global tienen un alto grado de incertidumbre y controversia. Sin embargo, las posibles consecuencias de los efectos debidos a la emisión de

gases de efecto invernadero, en los sistemas ecológicos y la sociedad humana pueden ser profundas. La investigación de las causas y consecuencias del cambio climático y el desarrollo de tecnologías viables para la mitigación de estos efectos es esencial (Wuebels, 2001 y Steinfeld, 2001).

3.2.3 Química del C1 y la tecnología Fischer-Tropsch

La química C1 se refiere a la reacción de moléculas que contienen un átomo de carbono para producir moléculas más complejas que son útiles como productos químicos y combustibles. La química del metano será sin duda, una de las principales líneas de investigación para el suministro de energía del futuro. Las metas principales de investigación de la química C1 son: (1) la producción de combustibles líquidos para el transporte, ultra limpios y de alta eficiencia, y (2) la producción de Hidrógeno, el combustible del futuro con cero emisiones (CFFS, 2002).

El desarrollo de la química C1 se basa en el ciclo del Gas de Síntesis (Syngas), el cual se utiliza como materia prima en diferentes procesos, como el Fischer-Tropsch, y la producción de metanol. El ciclo del Syngas se presenta en la figura 3.1.

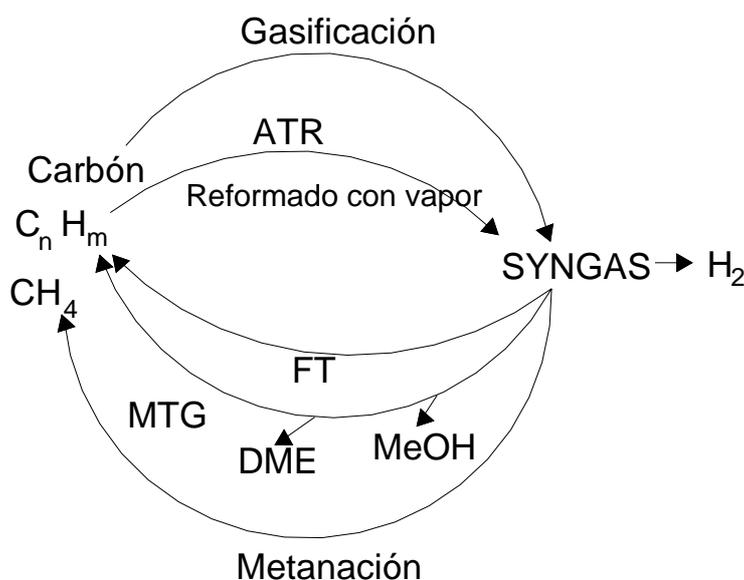


Figura 3.1 el ciclo del Gas de Síntesis (Syngas)

Fuente: Nielsen, 2002

La producción de Gas de síntesis ha sido muy importante en la industria petroquímica y de refinación, entre otras, ya que para la primera sirve para la producción de metanol y amoníaco, y para la segunda el Hidrógeno, que es utilizado en las unidades de hidrodesulfuración e hidrotratamiento.

Entre los primeros desarrollos que se llevaron a cabo para la producción de combustibles líquidos se tiene la producción de metanol, éste puede ser utilizado directamente como combustible, para la producción de gasolina por el proceso Metano A Gasolina desarrollado por Mobil y aplicado industrialmente en Nueva Zelanda, o en la producción de Dimetil-Éter (DME) que posee un potencial alto de reemplazo del diesel convencional (Liebner, 2004).

Entre las principales líneas de investigación de la química C1, se encuentran: el desarrollo de catalizadores para una efectiva deshidrogenación del metano y etano para producir hidrógeno puro y nanotubos de carbón que son un subproducto potencialmente valioso, ya que sus pueden ser un medio de almacenamiento de hidrógeno y funcionar como un combustible libre de compuestos de azufre, nitrógeno o metales (CFFS, 2002).

Una línea de investigación muy importante es el desarrollo de procesos para producir etileno y propileno a partir de metanol, así como el desarrollo de catalizadores con excelentes actividades y tiempos de vida para el reformado de metano a gas de síntesis con la presencia de CO₂ (CFFS, 2002).

La tecnología Fischer-Tropsch (FT), la cual convierte el gas de síntesis (una mezcla de CO y H₂) en combustibles líquidos, es un ejemplo de los procesos de la química C1, y entre las líneas actuales de investigación se encuentran el desarrollo de catalizadores y reactores; un caso especial es llevar a cabo la reacción bajo condiciones de flujo supercríticas que incrementan el rendimiento de productos líquidos y la selectividad del proceso para obtener un mayor porcentaje de los productos deseados (CFFS, 2002)

También se está estudiando la adición de compuestos con enlaces múltiples o triples (aproximadamente 1%) a los sistemas de reacción FT para modificar la distribución del peso molecular e incrementar el contenido de productos oxigenados (CFFS, 2002).

La síntesis Fischer-Tropsch es considerada como la clave tecnológica de los esquemas desarrollados para convertir el gas de síntesis en combustibles líquidos y otros productos químicos y los principios de ésta se presentan en el capítulo 4.

3.2.4 Combustibles del futuro

En este nuevo siglo, las fuentes de energía podrían cambiar drásticamente. Muchas preguntas de gran importancia práctica necesitan responderse: ¿Nos necesitamos enfocar en tecnologías de producción de energía más exóticas (¿vehículos de celdas de combustibles?) o podremos mejorar las propiedades de los combustibles en el futuro que nos permitirán continuar utilizando las máquinas de combustión interna para nuestros vehículos actuales? ¿Cuáles propiedades de los combustibles deberán ser mejoradas en la gasolina y el diesel? Además de remover el azufre, ¿deberán contener menos aromáticos los combustibles? ¿Los aromáticos deberán ser eliminados? ¿Los oxigenados si desempeñan algún papel en la gasolina y el diesel? ¿El mezclado de oxigenados contribuye o retrasa el cumplimiento de las metas ambientales? ¿Podríamos y deberíamos reducir nuestra dependencia del petróleo como fuente de energía para el transporte? (Huffman, 2001)

Entre los principales factores que podrán modificar las variables del suministro de combustibles en el futuro están: (1) la necesidad de incrementar la seguridad y diversificación del suministro, y (2) la búsqueda de tecnologías y combustibles con mejores características ambientales desde el punto de vista urbano y del cambio climático. Si se trazara una línea en el futuro de los combustible se podrían identificar tres períodos: En un período corto, los cambios no serán muy significativos, y se continuará con el uso de compuestos oxigenados en los combustibles actuales, y el crecimiento del transporte con Gas Natural Comprimido o Licuado. A mediano plazo existen dos posibilidades, por un lado se comienza con el uso de vehículos híbridos eléctricos-

combustión interna, y por otro, el uso intensivo de combustibles ultra limpios y eficientes, como los producidos con el proceso Fischer-Tropsch. Para un periodo más lejano, se debe considerar que la incertidumbre es muy alta, pero se supone que todas las tecnologías estarán bajo un fuerte desarrollo para mejorar su desempeño y funcionalidad, además de la posibilidad de utilizar hidrógeno como combustible en el parque vehicular (Courty, 2001)

La industria fabricante de vehículos de auto-transporte, ha comenzado a desarrollar los nuevos vehículos que próximamente estarán disponibles en el mercado, que requerirán de combustibles con muy bajas concentraciones de azufre, ya que estos podrían ensuciar los tubos de escape de gases y dañar irreparablemente los convertidores catalíticos. Diversas empresas, (como Daimler Chrysler) han comenzado pruebas con los combustibles del futuro, como los FT, los cuales han demostrado tener una mejor economía de combustible (mayor al 40% con respecto a la gasolina), y menores emisiones de CO₂, debido a una mayor eficiencia. También se ha demostrado que se tienen menores emisiones de materia particulada en los motores actuales con los combustibles FT (Winslow, 2004).

Al comparar las emisiones del diesel FT de Moss gas, (empresa productora GTL) en un vehículo de transporte medio y en un autobús, se tuvo que las emisiones de NO_x se redujeron en un 12% con respecto al nuevo diesel convencional de EE.UU. (Tier II) y las emisiones de Hidrocarburos y monóxido de carbono fueron equivalentes, la emisión de MP se redujo en un 15% (Knottenbelt, 2002)

Por otro lado, se tiene que los nuevos motores de Ignición-Compresión de Carga Homogénea (Homogeneous Charge Compression Ignition, HCCI) trabajan mejor con índices de cetano menores a los del diesel FT (>70) lo que se podría ver como contradictorio para esta tecnología emergente, por lo anterior se considera un período de 10 años para adaptar los motores a los nuevos combustibles disponibles en el futuro (GTLN Ticker, 2005).

3.3 Fuentes de Energía del futuro

Además de las fuentes de energía fósil y renovable, se está considerando otras tres fuentes de energía, con gran potencial para el futuro suministro de energía: los hidratos de gas, la biomasa y la energía nuclear.

Los hidratos de gas son sólidos cristalinos que se forman por la mezcla de agua con gas natural. Los hidratos son de gran interés debido a su potencial como recurso energético y el papel que desempeñarían en el cambio climático. Desde un punto de vista de recurso energético, las grandes cantidades de hidratos de metano debajo los océanos y de la capa de hielo del ártico representan un estimado de 53% de todas las reservas de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural) de la tierra, cercanas a 10,000 gigatoneladas (Lee, 2001).

La dificultad en la recuperación de esta fuente de energía se debe a que los hidratos no pueden ser extraídos con las tecnologías convencionales de explotación de gas y petróleo y se encuentran en aguas profundas. Hasta ahora, la perforación de los depósitos de hidratos ha tenido resultados imprevistos: a veces debido un enorme escape de gas difícil de controlar, o se obtiene una suspensión de donde resulta muy complicado separar el metano (Buchanan, 2005). El desarrollo de técnicas de recuperación viables es de principal importancia antes de que esta inmensa fuente de energía pueda ser utilizada (Lee, 2001).

La biomasa contribuye de forma importante en la economía mundial. La agricultura y los productos forestales industrializados proveen comida, alimentos, fibras y un gran intervalo de productos, tales como refugio, empaque, vestidura y comunicaciones. Sin embargo, la biomasa también es una fuente de una gran variedad de productos químicos y materiales, electricidad y combustibles. El 60% de la energía de procesamiento de las industrias de pulpa, papel y productos forestales es suministrada por la combustión de biomasa. Estos procesos podrían ser mejorados desde el punto de autosuficiencia energética. La industria de la biomasa puede producir metanol a través de la fermentación de corrientes azucaradas de subproductos. La industria de refinación del maíz produce una amplia variedad de productos que incluyen combustibles como el etanol. La biomasa lignocelulósica es una fuente potencial de etanol que no está ligada directamente a la producción de comida. Adicionalmente, existe el potencial de gasificación de la biomasa para la manufactura de metanol, con otros alcoholes y líquidos Fischer-Tropsch. La revolución de las ciencias de la vida de la cual nosotros somos testigos tiene el potencial para cambiar radicalmente las plantas y productos que obtenemos de ella. Las plantas actuales se pueden modificar para obtener los productos deseados y energía en el futuro. Los sistemas biológicos pueden ser modificados para producir combustibles como el hidrógeno (Chum, 2001).

Debido a la creciente preocupación en la reducción de emisiones de CO₂, la energía nuclear podría competir como fuente de energía en la generación de electricidad en el futuro. Sin embargo, deberá cumplir ciertos requisitos para alcanzar la aceptación del público y los políticos (Sackett, 2001).

3.4 Investigación en México

México es un país que basa su consumo energético en las fuentes fósiles, como ya se revisó en el capítulo 2, pero también existen otros factores y trabajos de desarrollo para asegurar un suministro de energía en el futuro para nuestro país. Entre los más recientes se tiene la conformación de la Red Nacional de Hidrógeno, el 18 de mayo del 2005, para promover la incorporación del hidrógeno dentro del vector energético mexicano y lograr una transición hacia fuentes de energía limpias y sustentables. En ésta red se buscará desarrollar proyectos y demostraciones del uso de este energético en los sectores académicos y privados (Ayala, 26-05-2005 y López, 19-05-2005). Desgraciadamente el uso del hidrógeno en los vehículos podría estar a 50 años de distancia (Shields, 10/05/2005)

Entre las líneas que se pueden seguir en nuestro país para asegurar el suministro de energía están la producción y uso de biodiesel, como el caso de EE. UU. donde en 2004 se canalizó el 13% de toda la producción de maíz a la producción de este combustible y tuvo una tasa de crecimiento del 30%, o Alemania, que es el principal productor de biodiesel a nivel mundial y tuvo una tasa de crecimiento entre 40-50%. Brasil es el líder mundial en la producción de combustibles orgánicos, ya que desde la década de 1970, después de la primera crisis petrolera, comenzó a desarrollar la infraestructura necesaria para producir etanol a partir de caña de azúcar, que es utilizado en sus vehículos automotores (Quintana, 19-05-2005). El uso y producción de este tipo de combustible sustituto y renovable ha sido promovido con estímulos fiscales, los cuales se podrían implementar en nuestro país.

En México se debería considerar la diversificación y el ahorro de energía para nuestra propia seguridad, trabajando a pequeña escala o micro para considerar la suma de los diferentes factores

con un resultado positivo. Con el uso de captadores solares para el calentamiento de agua doméstico se lograría un ahorro significativo de energía y económico para los hogares. Se debe disminuir la demanda de electricidad, con el uso de lámparas ahorradoras de electricidad, y la construcción de nuevas viviendas con diseños bioclimáticos con un aprovechamiento mejor del consumo energético.

3.5 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se revisaron las fuentes de energía actuales y se presentaron las líneas de investigación actualmente en estudio, para asegurar el suministro futuro de energía a escala mundial. Se ha podido comprobar que existen muchas áreas de oportunidad para asegurar el suministro de energía en el futuro, como la generación de energía eléctrica, la gasificación y su integración al ciclo combinado o la poligeneración y la definición de la refinería energética. Y se revisaron las fuentes de energía que probablemente podrán sustituir o complementar las fuentes de energía actuales, como los hidratos de metano.

Dentro de las líneas de investigación se destaca el papel de la química C1 y la síntesis Fischer-Tropsch, las cuales serán un eje de trabajo para el suministro energético futuro. En esta línea es donde se enmarca esta tesis, para tratar de demostrar su posible aplicación en nuestro país.

Finalmente se presentó un resumen breve de algunas de las preocupaciones y desarrollos en nuestro país para el suministro futuro de energía.

3.6 Bibliografía

1. **Ayala, G. L., (26-05-2005)** *Conforman en la UNAM la Red Nacional de Hidrógeno*, Gaceta UNAM, ciudad Universitaria, México, Páginas 2-3
2. **Buchanan, R, (16-05-005)** *Hielo que quema*, Periódico la jornada, Suplemento Mundo energético, Ciudad de México, página 1
3. **CFFS, (2002)** *C1 Chemistry for the production of clean Liquid Transportation Fuels and Hydrogen*, Reporte Anual de la investigación llevada a cabo entre 1-05-2001 al 30-09-2002, realizado para DOE, bajo el contrato No. DE-FC26-99FT40540, y preparado por Consortium for Fossil Fuel Science
4. **Chum, H. L., (2001)** *Biomass and Renewable fuels*, Fuel Processing Technology Vol. 71, pp 187-195
5. **Courty, P. y Gruson, J. F., (2001)** *Refining Clean fuels for the future*, Oil & Gas Science and Technology- Revista del IFP, Vol. 56, No. 5, pp 515-524
6. **Eddings, E. G. y otros, (2001)** *Trends in predicting and controlling ash vaporization in coal fired utility boilers*, Fuel Processing Technology Vol. 70. pp 117-130
7. **Hawkins, D. (2004).** “*Drifting Toward the Precipice*” presentado en **Gasification Technologies 2004 Conference, Washington, DC, October 4, 2004**
8. **Huffman, G.P., (2001)**, *Fuel Science in the year 2000: an introduction*, Fuel Processing Technology Vol. 70. 2001, pp. 1-6

9. **IMP** –Instituto Mexicano del Petróleo- (2001), *Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025*, México, primera edición, 230 páginas
10. **Knottenbelt, C.**, (2003), *Mossgas “gas-to-liquid” diesel-an environmental friendly option*, Catalyst Today, Vol. 71, pp 437-445
11. **Lee, S. Y.**, y **Holder, G.**, (2001), *Methane Hydrates potential as future energy sources*, Fuel Processing Technology Vol. 70, pp 1181-186
12. **Liebner, W.** y **Mateos Queiruga, D.**, (2004), *Conversión de gas en productos químicos*, Ingeniería Química, No. 419, España, diciembre del 2004 pp. 89-96
13. **López, P.**, (19-05-2005), *hacen del Hidrógeno energía alternativa*, Periódico Reforma, ciudad de México, página 2
14. **Londwell, J. P.**, et. Al., (1995), *Coal: energy for the future*, progress in energy Combustion Science, Vol. 21, pp 269-360
15. **Pichs Madruga, R.**, (1998) *Tecnología Energía y Medio Ambiente. Potencialidades y limitaciones internacionales para una reestructuración energética sostenible y retos para México*, Tesis Doctoral, Facultad de Economía UNAM, México.
16. **Quintana, E.**, (19-05-2005) *Coordenadas/ energía sin petróleo y gas*, Periódico Reforma, ciudad de México, página 5.
17. **Rivero, R. R.** (1988) *Innovaciones tecnológicas en la administración de energía*, presentado en el Coloquio Regional de Ciencia y Tecnología sobre ahorro y conservación de energía, Tampico.
18. **Sackett, J.**, (2001) *The future of nuclear energy*, Fuel Processing Technology Vol. 70. 2001, pp. 275-282
19. **Shields, D.**, (26-04-2005) *Más energía con menos dinero*, Periódico Reforma, ciudad de México, página 8
20. **Sondreal, E. A.** Y otros, (2001) *Review of advances in combustion technology and biomass co firing*, Fuel Processing Technology Vol. 70. 2001, pp 83-115
21. **Steinfeld, J. I.**, (2001) *Climate Change and energy Options: Decision Making in the midst of uncertainty*, Fuel Processing Technology Vol. 70. 2001, pp 124-129
22. **Stiegel, G. J.**, (2001) *Gasification technology: the path to clean affordable energy in the 21st century*, Fuel Processing Technology Vol. 70, pp 157-175
23. **Tomita, A.**, (2001) *Suppression of nitrogen oxides emission by carbonaceous reluctant*, Fuel Processing Technology Vol. 70, pp 131-148
24. **Winslow, J. C.** (2004), *Fuel for the new millennium*, Fuel Processing Technology, Vol. 71, pp 20-25
25. **Wuebels, D. J.** Y **Jain, A. K.**, (2001), *Concerns about climate change and the role of fossil fuel use*, Fuel Processing Technology, Vol. 71, pp 99-119
26. **Zheng, L.** et. al., (2003), *Polygeneration energy system based on coal gasification*, energy for sustainable Development, Vol. 7, No. 4, diciembre del 2003, pp 57-62

Capítulo 4. Estado del arte de la conversión Gas a Líquidos

Capítulo 4 Estado de Arte de la conversión Gas a Líquidos (GTL)

4.0 Introducción

En este capítulo se presenta el desarrollo, histórico desde su inicio y hasta nuestros días, científico-tecnológico del proceso GTL, pero se tiene un énfasis particular en la síntesis Fischer-Tropsch, debido a que las otras dos secciones del proceso global son bien conocidas. En éste se hace una revisión de los parámetros de proceso, los catalizadores y reactores diseñados y desarrollados

4.1 Principios del proceso Gas A Líquidos (GTL)

La conversión de gas natural a hidrocarburos líquidos (Gas a líquidos) es uno de los temas más promisorios en la industria energética debido a que permitiría la utilización económica de reservas de gas natural remotas y gas natural asociado al petróleo, para producir combustibles limpios de alta calidad y otros productos químicos.

El proceso comprende tres etapas, primero se tiene que transformar el Gas natural en Gas de Síntesis (Syngas, una mezcla de CO y H₂). El Syngas también puede ser producido a partir de una variedad de materiales como el carbón, coque, crudo pesado, biomasa, etc. En la segunda etapa el Syngas se convierte en hidrocarburos a través de la síntesis de Fischer-Tropsch (FT). Finalmente, en la tercera etapa, debido a que el producto de la síntesis FT es una mezcla de hidrocarburos, se refina por diversos procesos convencionales de la industria de refinación, para obtener combustibles y otros productos que pueden ser alimentados a procesos petroquímicos o ser utilizados directamente como combustibles.

La síntesis Fischer-Tropsch es el corazón del proceso de conversión GTL, y puede ser definida como: *la hidrogenación catalítica del monóxido de carbono que produce una amplia variedad de alquenos, alcanos y compuestos oxigenados, por ejemplo, aldehídos, alcoholes, cetonas y ácidos* (Van der Laan, 1999). En 1902 Sabatier y Senderens reportaron la formación de metano cuando una mezcla de H₂ y CO se paso a través de un catalizador de Ni o Co. En 1913 la firma BASF produjo un poco de aceite sintético, cuando trabajo a altas presiones. En 1923 los químicos alemanes, Fischer y Tropsch (de aquí el nombre de la síntesis) de sus estudios utilizando un catalizador de hierro alcalinizado a una presión de 1.5 MPa, reportaron la formación de una mezcla de hidrocarburos a partir de una mezcla de CO y H₂, dando inicio al desarrollo de este proceso.

4.2 Desarrollo Histórico GTL

La primera aplicación a escala industrial de la reacción FT se tuvo en Alemania cuando en el año 1933 Ruhrchemie AG construyó una planta productora de crudo sintético con una capacidad de 1000 ton/año, utilizando un catalizador basado en Ni a presión atmosférica. Para 1938 en Alemania estaban en operación 9 plantas FT, con una capacidad total de 660*10³ ton/año de crudo sintético. Esas plantas utilizaban catalizadores basados en Co a una presión aproximada de 0.1 MPa y gas de síntesis producido a partir de coque. El segundo país donde se instalaron plantas FT fue Japón, y para 1944 tenía en operación 3 plantas, con una capacidad anual total de 110*10³ toneladas de crudo sintético, pero sólo se tuvo una producción aproximada de 12*10³

ton/año. Todas las plantas mencionadas, fueron cerradas al término de la Segunda Guerra Mundial, y constituyen la primera generación de la obtención de crudo sintético por la síntesis FT.

Cuando los aliados vencieron a Alemania, al final de la Segunda Guerra Mundial, muchos de sus desarrollos tecnológicos fueron trasladados a diversos países, entre ellos, el proceso para la obtención de crudo sintético. En EE.UU., el Departamento del Interior creó la Oficina del Combustibles Líquidos Sintéticos, dependiente del Buró de Minas, recopiló la mayor parte de la información relativa al proceso, el estudio de las instalaciones alemanas, y entrevistas de operadores e ingenieros de las plantas. También llevó a cabo la traducción del libro: “La conversión de Carbón en Aceites”, de Franz Fischer, en donde se recopilaban gran parte de los trabajos desarrollados para la obtención de crudo sintético, hasta 1925.

Debido a la preocupación a nivel mundial, de que los recursos petroleros eran escasos, a mediados de la década de 1950, Carthage-Hydrocol operó una planta FT en Brownsville, Texas, que utilizaba Syngas producido a partir de gas natural. La capacidad de la planta fue 360×10^3 ton/año y el reactor utilizado de lecho fluidizado con catalizador a base de hierro operado aproximadamente a 2 MPa y 300°C. Un incremento en el precio del gas natural y el descubrimiento de los yacimientos petroleros en Medio Oriente ocasionó que la planta fuera cerrada.

La tabla 4.1 presenta el desarrollo histórico de los procesos de producción de crudo sintético FT del siglo pasado. Las plantas actualmente en operación y los posibles proyectos de FT se presentan en el capítulo 5.

Tabla 4.1 Desarrollo histórico de la síntesis FT al año 2000

Año	Acontecimiento
1902	Sabatier y Senderens hidrogenan monóxido de carbono con un catalizador de níquel para producir metanol
1913	Se asigna una patente a BASF que cubre la producción de hidrocarburos y oxigenados por hidrogenación catalítica de monóxido de carbono con un catalizador de cobalto
1923	Franz Fischer y Hans Tropsch reportaron su trabajo sobre la hidrogenación de monóxido de carbono sobre un catalizador de hierro alcalino a una presión de 10-15 MPa y 400°C, llamando a la mezcla de hidrocarburos producidos “Synthol”
1923	Se otorga la patente a BASF e IG Farben para un catalizador de Zinc, libre de hierro para la síntesis de metanol.
1926	Fischer y Tropsch reciben la patente de que describe la síntesis de hidrocarburos con un catalizador de hierro a una presión de 0.1 MPa y 240-300°C. Sin embargo, la conversión con este catalizador bajo las condiciones descritas es muy baja.
1928-1930	Frohlich y Lewis trabajan en la síntesis de alcoholes de alto peso molecular utilizando un catalizador alcalizado de $ZnO-Cr_2O_3$

Tabla 4.1 Desarrollo histórico de la síntesis FT al año 2000 (cont.)	
Año	Acontecimiento
1936	La primera planta FT alemana es comisionada, teniendo una capacidad total de 200,000 t/a; el catalizador utilizado era de cobalto con una composición aproximada de Co:ThO ₂ :MgO:kieselguhr de 100:5:8:200
1936-1937	Fischer y Helmut Pichler descubren que la síntesis de hidrocarburos sobre un catalizador de hierro a altas presiones (0.5-2.0 MPa) mejora significativamente y que la vida del catalizador es mayor.
1939-1944	Los alemanes comienzan un programa de investigación y desarrollo para perfeccionar el catalizador de hierro y reemplazar el de cobalto utilizado en las plantas FT alemanas. El desarrollo de los reactores se intensifica durante este periodo, incluyendo los reactores de lecho fijo con recirculación y los reactores slurry.
1943-1944	Herbert Köbel coordina una serie de pruebas para reemplazar el catalizador de cobalto por el de hierro, estas pruebas resultan exitosas pero no se realiza el cambio de catalizador durante la segunda Guerra mundial.
1944	Nueve plantas FT son operadas en Alemania, con una producción aproximada de 700,000 t/a. Todas las plantas utilizan el proceso de síntesis de Rucherchemie y un catalizador Co:Th:Mg
1947-1950	Rucherchemie y Lurgi fundan Arbeitsgemeinschaft (ARGE) para desarrollar un reactor FT multitubular de lecho fijo utilizando un catalizador de hierro precipitado el cual producía ceras con altas eficiencias
1950	Hydrocarbon Research de Trenton Nueva Jersey desarrolla un reactor de lecho fluidizado para producir hidrocarburos a partir de la reformación de gas natural. La planta conocida como Carthage Hydrocol se localizo en Bronsville Texas, pero en 1953 la planta fue cerrada y desmantelada debido a los altos costos del gas natural.
1953	Köbel y Ackerman dirigen exitosamente la operación de una planta piloto de 10 t/d, con un reactor slurry en Alemania; este reactor utilizaba catalizador de hierro precipitado, suspendido en líquido a través del cual se hacia circular el Syngas.
1955	Se comisiona para arranque la primer planta de Sasol (Sasol I) en Sudáfrica (la construcción comenzó en 1952): utilizaba carbón como materia prima y la producción del syngas se lleva a cabo en gasificadores Lurgi de ceniza seca, y utilizó dos tipos de reactores FT: 1) reactor de lecho fijo ARGE de Ruchechemie y Lurgi, y 2) reactor de flujo circulante entrampado desarrollado en EE. UU. por M. W. Kellog Co. Ambos sistemas utilizaban catalizador hierro precipitado. El sistema de lecho fijo opera como se esperaba, pero el sistema circulante fue inoperante de forma comercial hasta que Sasol realizó una serie de considerables modificaciones en el reactor. Una investigación intensiva para desarrollar un catalizador en lecho circulante fue necesaria para trabajar este sistema. No fue sino hasta 1960 que se logró operar el sistema a régimen permanente y de forma continua (este sistema se conoció como Sasol Synthol System)
Tabla 4.1 Desarrollo histórico de la síntesis FT al año 2000 (cont.)	

Año	Acontecimiento
1966	ICI de Reino Unido desarrolló un proceso de baja presión para la producción de metanol a partir de syngas utilizando un catalizador de cobre-zinc en un reactor enfriado con gas.
1975	Sasol decide construir otra planta de mayor capacidad conocida como Sasol II en secunda Sudáfrica. La planta Sasol II entró en operación en 1980, con una producción aproximada de 8,000 m ³ /d de combustibles líquidos. Esta planta utilizaba unidades de síntesis FT de flujo circulante entrampado
1976	Mobil desarrolla un proceso para convertir metanol en gasolina mediante el uso de un catalizador con una zeolita de forma selectiva conocida como ZM-5. Este proceso es conocido como Mobil Metanol a Gasolina (MTG)
1979	Sasol decide construir Sasol III, una planta idéntica a Sasol II, en Sudáfrica debido al continuo deterioro de la situación del petróleo, esta planta entro en operación en 1982
1981	Se inicio la construcción de una planta en Nueva Zelanda para producir metanol a partir de las grandes reservas de gas natural de país y posteriormente convertir este metanol en gasolina con el proceso desarrollado por Mobil. Esta planta se diseñó para producir 2700m ³ /d de gasolina entró en operación en 1985
1987	El gobierno sudafricano anunció el proyecto Moss gas (posteriormente Petrosa), el cual se establecería para la producción de combustibles sintéticos a partir de gas natural de dos campos en la bahía Mossel. Una plataforma costa afuera suministró gas por primera vez en 1992 y la planta costa adentro con un reactor Synthol comenzó operaciones a escala completa en 1993
1989	El primer Reactor Sasol Advanced Synthol (SAS), Un reactor FT lecho fluidizado convencional a alta temperatura entro en operación en Sasol I. La capacidad del reactor fue aproximadamente de 530 m ³ /d. Este desarrolló fue precedido por la operación de un reactor a escala de demostración y el reactor comercial fue modificado posteriormente para operar como un reactor de fase slurry
1990	Sasol opera un reactor de burbujeo de columna de fase slurry a escala de demostración con catalizador de hierro. La planta se localizó en Sasolburg, Sudáfrica.
1992	La tecnología FT de fase Slurry fue demostrada en la unidad de desarrollo de combustibles alternativos en LaPorte, Texas, promovida por el Departamento de Energía de Estados Unidos, Air Products, Exxon, Shell Oil, Statoil y UOP. El desarrollo de catalizadores avanzados del DOE incluía catalizadores de hierro y cobalto con el fin específico de mejorar la actividad, selectividad, resistencia a la atrición y estabilidad. Un sistema para la separación eficiente del catalizador y la cera producida fue desarrollado para prevenir la pérdida de catalizador y garantizar la calidad del producto. Para el desarrollo de oxigenados, se desarrollaron diversas tecnologías para la conversión de syngas en combustibles oxigenados y productos químicos, tales como alcoholes, éteres y olefinas. Air Products Desarrollo y demostró exitosamente un proceso de un solo paso para la producción de dimetil éter a partir de gas natural.
Tabla 4.1 Desarrollo histórico de la síntesis FT al año 2000 (cont.)	

Año	Acontecimiento
1993	Se comisiono un reactor FT de fase Slurry en Sasol I, y el reactor Synthol dejo de operar en este sitio. El reactor de fase slurry utiliza un catalizador de hierro y produce aproximadamente 400 m ³ /d de productos líquidos dentro del mismo espectro de los reactores ARGE
1993	Se comisiono la planta de Mossas. La planta convierte gas natural a líquidos utilizando la tecnología de Sasol, la capacidad total instalada es de 4,000 m ³ /d con tres reactores
1993	Shell comienza la operación a escala comercial de una planta con cuatro reactores para convertir syngas en productos destilados intermedios en Bintuli, Malasia. La capacidad de la planta es de 2000 m ³ /d. La planta tiene la flexibilidad de producir parafinas de bajo peso molecular y ceras además de la producción de destilados intermedios y nafta. La velocidad de producción puede ajustarse para adecuarla a una demanda pequeña del mercado de productos.
1999	Todos los reactores de lecho fluidizado de Sasol II y III en secunda Sudáfrica son reemplazados por reactores SAS. Los 16 reactores CFB son reemplazados por sólo 4 reactores SAS cada uno con una capacidad de 1,700 m ³ /d y existían planes para instalar 4 reactores más de una capacidad de 3,200 m ³ /d cada uno, dando una capacidad total instalada de 19,600 m ³ /d

Fuente: Elaboración propia con información de Kaneko, T. Y otros, Coal Liquefaction en Ullman's encyclopedia of Industrial chemistry, Wiley-VCH, sexta Edición, Alemania 2003

4.3 Estado del Arte del proceso GTL

La síntesis Fischer –Tropsch es la hidrogenación catalítica del Monóxido de Carbono que produce una amplia variedad de hidrocarburos. De una forma más sencilla, la síntesis FT es un proceso que reordena las moléculas de CO y H₂ entre si, produciendo una amplia variedad de hidrocarburos y agua. La figura 4.1 presenta un esquema general de la síntesis partiendo de carbón o de gas natural como materias primas.

El proceso está constituido de tres etapas de procesamiento que son: 1) la generación del gas de síntesis, 2) la síntesis Fischer-Tropsch, y 3) el tratamiento final de los productos.

A partir de diversas materias primas (como carbón, coque, gas natural, residuo pesado de petróleo, etc.) se lleva a cabo la producción del gas de síntesis (Syngas), el cual es una mezcla de CO y H₂, que será alimentado al proceso FT. En función de la materia prima utilizada y al tipo de reactor y catalizador FT utilizado en la sección de síntesis FT, existen diversos procesos para la producción del gas de síntesis que se revisan en el apartado 4.3.1.

El siguiente paso es propiamente la síntesis FT, en la cual se hace reaccionar el syngas en reactores que utilizan catalizadores basados en Rutenio, Cobalto, fierro o una combinación de los anteriores para la producción de hidrocarburos. También, el tipo de reactores utilizados es un punto importante a revisar, para determinar las características de los productos y las condiciones de operación. Este punto se trata en la sección 4.3.2.

Finalmente, los productos de la síntesis FT son una serie de hidrocarburos de diversa número de átomos de carbono y agua, que necesitan ser mejorados en su calidad, para su comercialización final, estos procesos, son bien conocidos en la industria de refinación pero se hará una breve revisión de los mismos en la sección 4.3.3.

4.3.1 Preparación de gas de síntesis (SYNGAS)

La producción de gas de síntesis puro contribuye de forma típica con el 60-70% de los costos de capital de una planta GTL (Dry, 2002). Debido a esto, es importante que la conversión de la materia prima para producir el Syngas sea una operación eficiente.

Como se puede ver en el primer recuadro de la figura 4.1, partiendo de carbón o gas natural se pueden utilizar tres procesos, que son, la gasificación para el carbón, y la oxidación parcial (POX, por sus siglas en inglés) o el reformado con vapor, para el gas natural. Es importante resaltar que actualmente se ha dado un énfasis muy importante en la gasificación de biomasa como otra fuente de Syngas.

4.3.1.1 Producción del Syngas a partir del gas natural

La tecnología para producir el syngas no es una tecnología nueva. Desde 1920 el gas de síntesis ha sido utilizado para la producción de metanol, amoníaco, hidrógeno, electricidad y vapor (Wilhem, 2001).

La **oxidación parcial** (POX) es el proceso más viejo. Es un proceso de oxidación, es decir, una combinación con oxígeno. Cuando una materia orgánica se oxida completamente (combustión), los productos principales de reacción son CO_2 y agua. La oxidación “parcial” se refiere al hecho de que la cantidad de oxígeno disponible para llevar a cabo la reacción es insuficiente para la oxidación total de la materia alimentada y con esto, se produce el Syngas.

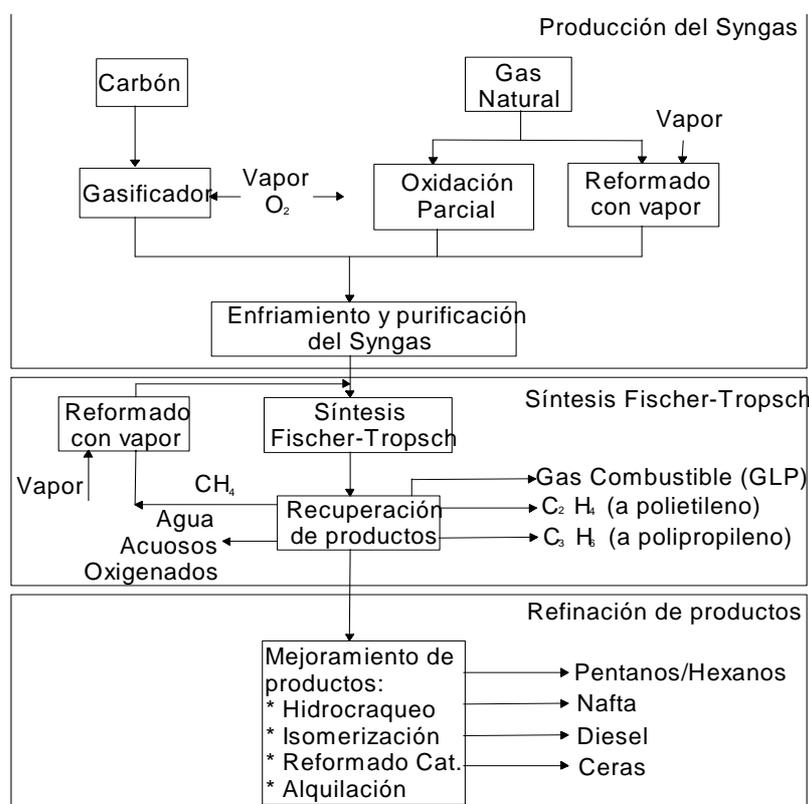
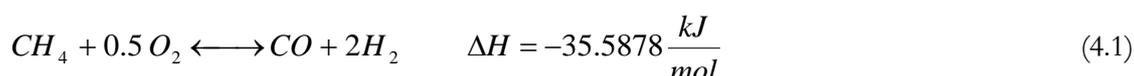


Figura 4.1 Esquema Global del proceso FT

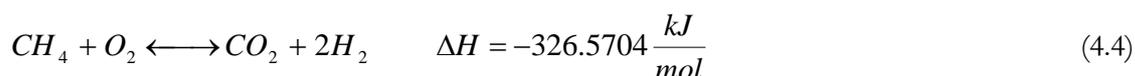
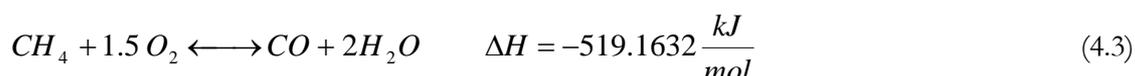
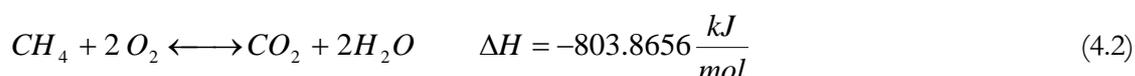
FUENTE: Van der Laan, (1999).

Este proceso de reacción utiliza oxígeno puro alimentarlo al proceso, por lo que para su uso es necesario contar con una fuente de suministro de este agente oxidante, y es en parte responsable de su alto costo (Rostrup-Nielsen, 2002).

La cantidad de oxígeno es controlada debido a que el objetivo es convertir la materia orgánica en hidrógeno y monóxido de carbono. La reacción principal es:



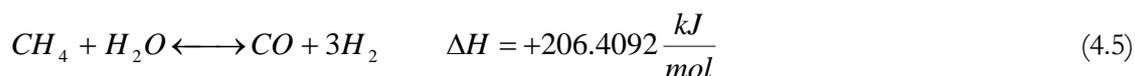
Sin embargo, está reacción no es la única que se presenta en el proceso, ya que desde los primeros estudios de esta reacción, se tiene que aunque se mantenga la relación molar de 2:1 ($CH_4:O_2$) aún se producen CO_2 y H_2O , de acuerdo a las siguientes reacciones:



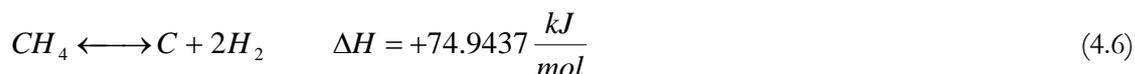
Estas reacciones entre el metano y el oxígeno son muy rápidas, y requieren sólo de milisegundos. Posteriormente a las reacciones iniciales, el metano sin reaccionar, se combina con el CO_2 y el H_2O , esta es una reacción de reformación que ocurre más lentamente que la de oxidación, pero contribuye hacia el equilibrio de la reacción. En los sistemas POX, las alimentaciones son precalentadas y posteriormente se mezclan en un quemado. Con un precalentamiento adecuado se produce una flama espontánea, donde se lleva a cabo la reacción de oxidación, fuera de la flama, la temperatura disminuye rápidamente debido a que se presenta la reacción de reformación. Los reactores son recipientes con ladrillo refractario.

En la oxidación parcial también se puede utilizar catalizador, éste se utiliza para realizar la reacción sin flama y acelerar las reacciones de reformación y alcanzar el equilibrio termodinámico (Puskas, 1995).

En el proceso de **reformación con vapor**, el oxígeno es alimentado a través de vapor de agua, por lo que no es necesario el contar con una planta de oxígeno. El gas natural y el vapor de agua son alimentados por una tubería a un reactor con un catalizador basado en níquel. La reacción global es:



Esta reacción se lleva a cabo en 2 pasos, en el primero, el metano se descompone en carbono e hidrógeno:



y posteriormente, se lleva a cabo la reacción entre el carbono y el vapor de agua:

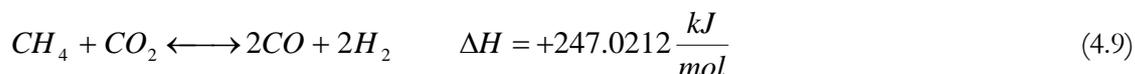


estas tres reacciones son endotérmicas y requieren de altas temperaturas para favorecer el equilibrio hacia el Syngas. En la reacción de reformación también se presenta la reacción Cambio a Agua (Water Gas Shift, WGS) que se discutirá también más adelante en la sección FT, y es la siguiente:

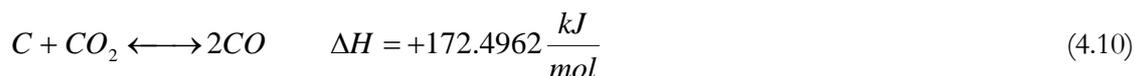


Que es una reacción lateral inevitable y exotérmica, por lo que al incrementar la temperatura se modifica el equilibrio. La mezcla reacciona a una temperatura entre 730-860°C y se utiliza generalmente un catalizador de níquel sobre alúmina y un exceso de vapor a metano de 2 a 5 veces molar (Puskas, 1995).

Otra alternativa no muy utilizada, para la producción del Syngas es el reformado con dióxido de carbón, cuya reacción es similar al reformado con vapor:



Que también es una reacción endotérmica y también ocurre en dos pasos, el primero, idéntico a la descomposición del metano en carbono e hidrógeno, como en la reformación con vapor, y el siguiente paso es la gasificación del carbón con el dióxido de carbono:



La reacción inversa a ésta, es la reacción Boudouard (también utilizada en la síntesis FT), la cual puede ser utilizada para la fijación de carbono. Este tipo de reformación no es aplicada comercialmente, debido a que el paso de gasificación de carbón no es lo suficientemente rápido para evitar la acumulación de carbón y es necesario la alimentación de vapor para favorecer la operación. Este tipo de reformación, también se conoce como “reformado seco”, (Puskas, 1995).

La relación obtenida de H₂ a CO en el reformado con vapor es 5:1, mientras que para el reformado con vapor es 1.1:1. Estas relaciones deben de ser adecuadas en función al tipo de catalizador FT que será utilizado en las etapas subsecuentes del proceso GTL. Para el caso del reformado con vapor, la relación H₂ a CO debe ser ajustada y el CO₂ recirculado al reactor, para incrementar la eficiencia. En el caso de la POX se alimenta agua líquida o vapor para ajustar la relación H₂:CO (Rentech, 1999).

Los dos procesos anteriores para la producción de Syngas pueden ser variados de acuerdo al uso que se le vaya a dar al syngas (p. ej., si lo que se requiere es el hidrógeno para producción de amoníaco o el syngas). Una variación es el **reformado autotérmico** (ATR, por sus siglas en inglés). El ATR es el proceso preferido para la producción de syngas a partir de gas natural, y que será utilizado en la síntesis FT para un proceso GTL. Este proceso es una combinación secuencial de POX y el reformado con vapor, con una mejor integración de energía (Enrst, 2000).

El ATR utiliza catalizador para reformar el gas natural en la presencia de vapor y oxígeno, utilizando condiciones no tan drásticas (temperaturas de salida de 1000°C) y relaciones vapor a carbón de 1.3 mayores a 1.3, el gas de intensos es libre más libre de hollín en comparación con la POX (Vosloo, 2001)

Syntroleum, esta desarrollando un proceso propio, de reformado autotérmico, utilizando aire, en lugar de oxígeno puro para producir el syngas, con lo cual se reducen mucho los costos de producción del syngas, pero esta alternativa actualmente esta en estudio y no ha sido comprobada más que a escala de planta piloto (Syntroleum, 2000).

El Departamento de Energía de EE. UU. (DOE) ha patrocinado el desarrollo de una nueva tecnología para la producción de Syngas a partir de gas natural, mediante el uso de Membranas de Transporte de Iones de Oxígeno (ITM, por sus siglas en inglés). En los procesos ITM se combina en un solo reactor la ATR y la Unidad de Separación de Aire (Air Separation Unit, ASU). Las ITM son materiales cerámicos están hechos de una mezcla de óxidos metálicos. En operación, las ITM extraen el oxígeno de una corriente de aire caliente, para producir iones de oxígeno. Estos iones son transportados a través de una membrana a otro lado para volverse a reaccionar y formar el oxígeno de alta pureza para ser utilizado en un proceso de ATR. Esta tecnología ha demostrado un gran avance en su desarrollo y se encuentra en escala de demostración, y podría ser utilizado como una tecnología favorable en los procesos GTL (Gray, 2003).

Los diferentes tipos de procesos utilizados para la generación del gas de síntesis, pueden tener pros y contras que hacen que sea favorecida una u otra tecnología. En la tabla 4.2 presenta un listado de las ventajas y desventajas de las tecnologías utilizadas para la producción del Syngas a partir de Gas Natural u otros hidrocarburos.

Tabla 4.2 Pros (+) y contras (-) de las diferentes alternativas para la producción del Syngas

Reformación del metano con vapor (SMR)	Oxidación parcial (POX)	Reformado autotérmico (ATR)
+ Una tecnología madura con grandes unidades en operación	- Pocas unidades en operación	- Pocas unidades en operación
+ No se requiere de una unidad de oxígeno	- Requiere unidad de oxígeno	- Requiere de una unidad de oxígeno*
- Opera a una menor temperatura	+ Opera a alta temperatura	+ Opera a menor temperatura que POX
+ No tiene problemas por formación de carbón	- Problemas por formación de carbón	- Problemas por formación de carbón

Tabla 4.2 Pros (+) y contras (-) de las diferentes alternativas para la producción del Syngas (cont.)		
Reformación del metano con vapor (SMR)	Oxidación parcial (POX)	Reformado autotérmico (ATR)
- Altas relaciones H ₂ /CO	- Relaciones H ₂ /CO	+ Relaciones H ₂ /CO favorables (1.6-2.65)
- Necesita de calentamiento externo	+ produce su propio calor	+ Produce su propio calor
- Requiere vapor	+ No requiere vapor**	+ No requiere vapor**
- Alta producción de CO ₂	+ Baja producción de CO ₂	+ Baja producción de CO ₂
+ Recirculación de CO ₂ cara	+ Baja o sin recirculación de CO ₂	+ Baja o sin recirculación de CO ₂
- No permite la presencia de azufre	+ El azufre puede ser retirado posteriormente	- No permite la presencia de azufre
- Sólo puede procesar gas natural	+ Amplia variedad de materiales pueden ser procesados	- Sólo puede procesar gas natural
- Requiere catalizador	+ No requiere catalizador	- Requiere catalizador
- Paro/arranque difícil	+ Paro/arranque fácil	+ Paro/arranque fácil
- Mayor metano sin convertir	+ Menor metano sin convertir	+ Menor metano sin convertir

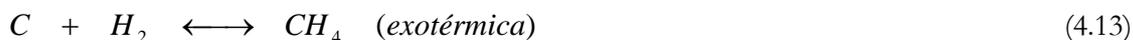
Notas: * Syntroleum utiliza aire en lugar de oxígeno; **Sin embargo si requieren de una pequeña cantidad de vapor para disminuir la carbonización en el reactor.

Fuente: Rentech, 1999.

4.3.2.2 Producción del Syngas a partir de carbón con el proceso de Gasificación

El gas de síntesis puede ser obtenido de diversas materias primas, y una de las que cuentan con un fuerte desarrollo a nivel mundial son los procesos de gasificación; especialmente en EE. UU. se encuentra bajo estudio la gasificación del carbón, para su Integración al Ciclo Combinado y generar energía eléctrica o la poligeneración, (como ya se revisó en el capítulo 3), y en otros países se estudia la gasificación de biomasa, también integrada a sistemas energéticos.

Existen diversos tipos de gasificadores de carbón que difieren en condiciones de operación, algunos con lechos fluidizados o lechos fijos. El gasificador de ceniza seca de Lurgi (Lurgi dry-ash) fue utilizado por Sasol, y éste se encuentra bien posicionado en los procesos que utilizan carbón de bajo grado con un alto contenido de ceniza (Dry, 2002). La relación H₂:CO del Syngas después de purificación es de 1.8, la cual es muy buena para procesos FT de baja temperatura que utilizan catalizadores FT de hierro. Independientemente del tipo de gasificador de carbón, la alimentación consiste de carbón, vapor de agua y oxígeno, en atención a la facilidad, tomando al carbón como “C”, las reacciones son:



La energía requerida para llevar a cabo la reacción principal 4.11 (endotérmica), es suministrada por la reacción 4.12. Teniendo en cuenta que la reacción 4.13 (metanación) es exotérmica la cantidad de CH₄ coproducida disminuye con un incremento en la temperatura. La reacción WGS (reacción 4.14), disminuye la relación H₂:CO del syngas con un incremento de la temperatura. A altas temperaturas de operación se tendrá una menor cantidad de productos de pirólisis del carbón (alquitrán, aceites aromáticos y fenoles).

4.3.2.3 Comparación de los procesos de producción de Syngas

Haciendo una comparación de los procesos presentados en los dos apartados anteriores, y su combinación, se tiene que el Syngas producido presenta diferentes composiciones finales. Este Syngas puede ser utilizado en el proceso GTL u otros procesos. El reformado con vapor produce una relación de H₂:CO de aproximadamente 4.5-2; la POX, 1.4; el ATR 2, que es el más utilizado para el proceso GTL a partir de Gas natural; y la gasificación de vapor de 0.6. La tabla 4.3 presenta la composición molar típica del Syngas producido por los diferentes procesos.

4.3.2 Síntesis Fischer-Tropsch

La síntesis Fischer-Tropsch, como se ve en la figura 4.1 es propiamente el corazón del proceso de conversión de GTL. El syngas producido se hace reaccionar mediante el uso de diferentes catalizadores para la producción de hidrocarburos y agua. El producto de la síntesis FT consiste de hidrocarburos lineales, ramificados y compuestos oxigenados. Los principales productos son parafinas y α -olefinas. Las principales reacciones de la síntesis FT se presentan en la tabla 4.4.

Tabla 4.3 Composición típica del gas de síntesis por procesos (% mol)

	Proceso	H ₂	CO	CO ₂	otros 1
Gas natural, vapor	RV*	73.8	15.5	6.6	4.1
Gas natural, vapor, CO ₂	CO ₂ -RV*	52.3	26.1	8.5	13.1
Gas natural, O ₂	POX	50-62	35-45	3-5	0
Gas natural, O ₂ , vapor, CO ₂	ATR*	60.2	30.2	7.5	2.0
Gas natural, aire	ATR*	34	17	2	53
Carbón/aceite pesado vapor	Gasificación	67.8	28.7	2.9	0.6
Carbón, vapor, O ₂	Gasificación**	35.1	51.8	10.6	2.5
Carbón, vapor, O ₂	Gasificación***	30.1	66.1	2.5	1.3
Carbón, vapor, O ₂	Gasificación****	39.1	18.9	29.7	12.3

Notas: * RV=Reformado con vapor, POX= oxidación parcial, ATR=reformado autotérmico; **Gasificador Texaco; ***Gasificador Shell/Koopers; ****Gasificador Lurgi

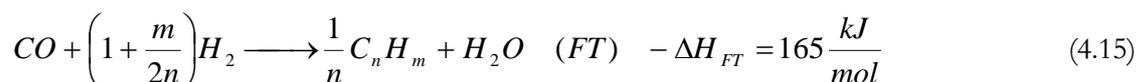
Fuente: Construcción propia con información de Van der Laan, 1999, Rentech, 1999 y Syntroleum, 2000

Tabla 4.4 Principales reacciones globales FT en la síntesis FT.

Reacciones principales	
1. Parafinas	$(2n + 1)H_2 + nCO \longrightarrow C_n H_{2n+2} + nH_2O$
2. Olefinas	$2nH_2 + nCO \longrightarrow C_n H_{2n} + nH_2O$
3. Reacción cambio agua a gas (WGS)	$CO + H_2O \longleftrightarrow CO_2 + H_2$
Reacciones laterales	
4. Alcoholes	$2nH_2 + nCO \longrightarrow C_n H_{2n+2}O + (n - 1)H_2O$
5. Reacción Boudouard	$2CO \longrightarrow C + CO_2$
Modificaciones en el catalizador	
6. Oxidación/reducción del catalizador	a. $M_xO_y + yH_2 \longleftrightarrow yH_2O + xM$
	b. $M_xO_y + yCO \longleftrightarrow yCO_2 + xM$
7. Formación del carburo	$yC + xM \longleftrightarrow M_xC_y$

Fuente: Van der Laan, 1999.

Las reacciones de la síntesis FT sobre catalizador de hierro pueden ser simplificadas como una combinación de la reacción FT y la reacción de cambio de agua a gas (WGS)⁵:



El agua es un producto principal de la reacción FT, y el CO₂ se produce por la reacción WGS. La actividad WGS puede ser muy alta en catalizadores de hierro con promotores de potasio, y ser despreciable en catalizadores de Rutenio o Cobalto.

La sección de síntesis FT consiste típicamente de un reactor FT, sección de retiro de CO₂, compresión y recirculación del gas de síntesis, y recuperación de hidrógeno e hidrocarburos.

4.3.2.1 Relación de hidrogeno a monóxido de carbono

Para obtener un alto porcentaje de conversión del Gas de Síntesis alimentado al reactor FT, es necesario controlar la relación de H₂ a CO, en función de las condiciones de operación, al tipo de catalizador y reactor utilizado. La figura 4.2 muestra que dependiendo de cual es la materia prima (carbón, nafta, residuo de vacío, gas natural, etc.) la relación H₂ a CO se podrá leer en el eje de las abscisas, sin embargo, para que cualesquiera de las materias puedan ser procesadas con catalizador basado en cobalto o fierro; el eje de las ordenadas muestra el intervalo de trabajo de cada catalizador, por ejemplo, si se utiliza Gas natural como materia prima para producir el Syngas, se puede utilizar el catalizador basado en cobalto con una relación de H₂:CO igual o mayor a 2.

⁵ Donde *n* es el número medio de carbonos y *m* el número medio de hidrógenos en los hidrocarburos producto

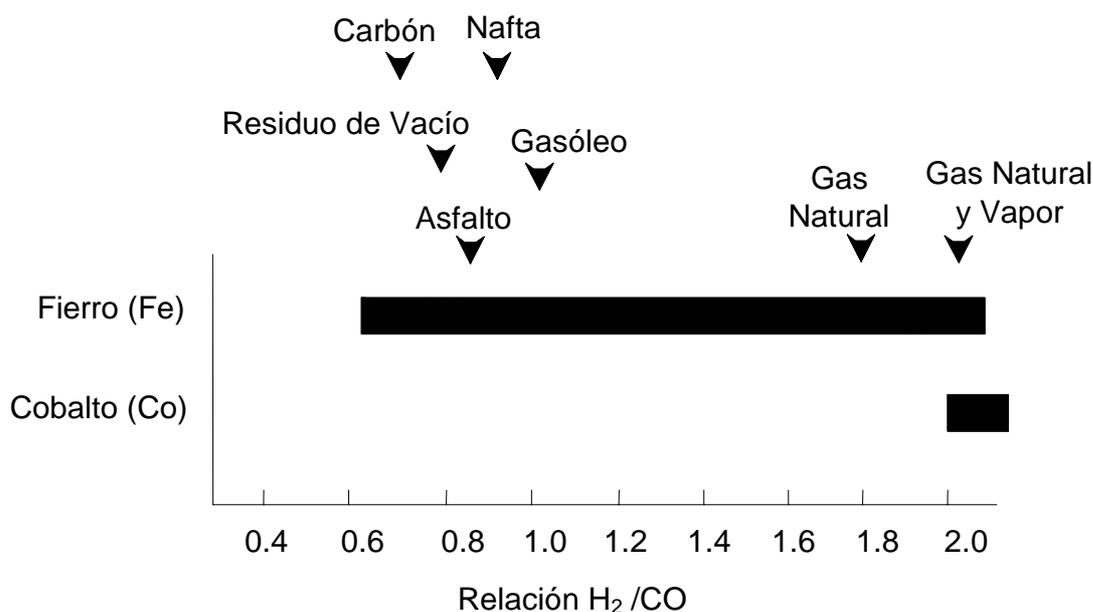


Figura 4.2 Materias primas y catalizadores FT

Fuente: Van der Laan, 1997

La relación H₂:CO depende del tipo de la materia prima utilizada para la obtención del gas de síntesis y del proceso por el que se produjo éste. La relación H₂:CO utilizada en la síntesis FT dependerá de la *selectividad* global de la síntesis y de los productos deseados.

El efecto de la *selectividad* en la relación H₂ a CO utilizada se ilustra en la tabla 4.5 para algunos productos FT. Para todos los alquenos y alcoholes la relación utilizada se fija en 2.0, pero para alcanos la relación utilizada disminuye con un incremento en la longitud de la cadena. Para los catalizadores FT basados en Cobalto (los cuales poseen una baja actividad de reacción WGS) la relación H₂ a CO utilizada bajo las condiciones típicas FT es cercana a 2.15. Cuando los catalizadores FT utilizados se basan en hierro la relación utilizada se disminuye debidos a la reacción simultánea WGS.

Tabla 4.5 Relaciones utilizadas en las reacciones FT

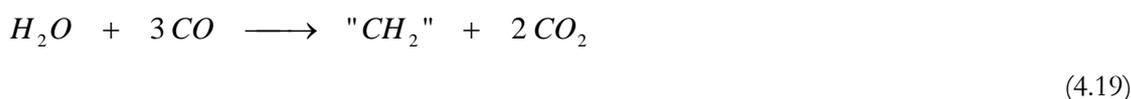
Producto FT	Reacciones	Relación H ₂ /CO usada
CH ₄	$CO + 3H_2 \longrightarrow CH_4 + H_2O$	3
C ₂ H ₆	$2CO + 5H_2 \longrightarrow C_2H_6 + 2H_2O$	2.5
Alcanos	$nCO + (2n+1)H_2 \longrightarrow C_nH_{(2n+2)} + nH_2O$	(2n+1)/n
Alquenos	$nCO + 2nH_2 \longrightarrow C_nH_{2n} + nH_2O$	2
Alcoholes	$nCO + 2nH_2 \longrightarrow C_nH_{(2n+1)}OH + (n-1)H_2O$	2

Fuente: Van der Laan, 1999

Entre mayor sea la actividad de la reacción WGS se debe utilizar una relación H_2 a CO menor. Para un catalizador de hierro operado en un reactor de lecho fijo a $225^\circ C$ la relación utilizada de H_2 a CO es aproximadamente de 1.65. Para catalizadores FT de hierro operados a altas temperaturas, p. ej. $340^\circ C$, en un reactor de lecho fluidizado, la reacción WGS es rápida y avanza hacia el equilibrio. Esto significa que en la práctica el CO_2 también puede ser convertido en productos FT a través de la reacción WGS:



Para la conversión del CO_2 la relación utilizada de H_2 es 3 para la obtención de alquenos, 4 para CH_4 , etc. De forma que, con el uso de catalizadores basados en hierro a altas temperaturas, se pueden tener altos porcentajes de conversión, utilizando una relación $H_2/(CO + 3 CO_2)$ cercana a 1.05. Debe notarse que para producir una unidad de “-CH₂-” se requieren tres unidades de ($H_2 + CO$) independientemente de la ruta por la cual el radical “-CH₂-” sea producido. La reacción es entonces:



que cumple este requisito. La formación de CO_2 por la reacción WGS no necesariamente es un desperdicio de syngas si el contenido de ($H_2 + CO$) permanece constante. De forma alternativa, si la formación de CO_2 es vista como un desperdicio de CO, entonces la formación de H_2O debe ser un desperdicio de H_2 .

4.3.2.2 Efecto de la temperatura en la Síntesis FT

Existen dos intervalos de temperatura para la síntesis FT, que son conocidos como de *Alta Temperatura* ($300-350^\circ C$) con catalizador de hierro, para la producción de gasolina e hidrocarburos de bajo peso molecular, y el proceso de *Baja Temperatura* ($200-240^\circ C$), en el que se puede ser utilizar catalizador de cobalto o hierro, y su principal producto son ceras de alto peso molecular.

Sabiendo que las reacciones FT son altamente exotérmicas, es muy importante la remoción rápida y eficiente del calor de reacción y evitar el sobrecalentamiento de las partículas de catalizador, que ocasionaría una rápida desactivación del mismo, debido a ensuciamiento y atrición, promoviendo una alta producción de metano. Altas velocidades de transferencia de calor se logran forzando la circulación a altas velocidades lineales del Syngas a través del reactor para favorecer flujo turbulento en reactores con recirculación.

4.3.2.3 Catalizadores FT

Sólo 4 metales de la familia VIII, (Fe, Co, Ni y Ru) tienen una alta actividad para la hidrogenación del monóxido de carbono y pueden ser usados como catalizadores FT. De los cuatro metales el Ru es el más activo. Hace 60 años Pichler (1975) demostró que el metal Ru se activaba a $150^\circ C$ aproximadamente y con altas temperaturas este producía alquenos de cadena

larga. A temperaturas mayores de 300°C sólo se producía metano. El costo del rutenio es, sin embargo, prohibitivamente alto, relativo al de los otros metales (tabla 4.6), además de que la cantidad de rutenio mundialmente disponible sólo alcanzaría para la construcción de una planta FT. El Ni también es muy activo, pero posee dos desventajas, es un catalizador de hidrogenación poderoso que produce menos alquenos y más metano, que los catalizadores de Co y Fe (el níquel es por si mismo el catalizador elegido para la metanación). A las presiones y temperaturas en las cuales los proceso FT se operan, el níquel forma carbonilos volátiles, lo que origina una pérdida continua del metal en los reactores FT. Por lo anterior, sólo los catalizadores de hierro y cobalto son considerados como útiles para los procesos FT comerciales.

Tabla 4.6 Costo relativo aproximado de los metales FT activos

Metal	Costo
Fe	1
Ni	250
Co	1000
Ru	48,000

Fuente Dry, M.E., Fischer-“Tropsch Síntesis-Industrial” en Encyclopedia of Catalysis, John Wiley and Sons, 2002

Las tres plantas FT de Sasol en Sudáfrica utilizan catalizador basado en hierro, mientras que la planta de Shell en Malasia y la de Petrosa, también en Sudáfrica, utilizan catalizadores basados en cobalto. Debido a que el cobalto es mucho más activo que el hierro este ha sido favorecido para ser utilizado en las nuevas plantas comerciales mientras que el catalizador basado en hierro a altas temperaturas continuará siendo utilizado para la producción de alquenos de alto valor agregado.

De forma general en la tabla 4.7 se presenta una relación de los pros y contras de los dos tipos de catalizador principales de la síntesis FT.

Catalizadores de hierro

Los catalizadores de hierro fueron los primeros en ser utilizados para llevar a cabo la síntesis FT, desde que los científicos Fischer y Tropsch informaron sobre sus primeras investigaciones. Las plantas alemanas que operaron durante la Segunda Guerra Mundial utilizaron este tipo de catalizadores debido principalmente a su alta disposición y bajo precio. Pero el catalizador presenta diferentes problemas, principalmente, su pérdida de actividad o corto tiempo de vida útil.

Tabla 4.7 Ventajas y desventajas de los catalizadores de Hierro y Cobalto en la síntesis FT

Cobalto	Hierro
+ Alta velocidad de conversión	- Baja Velocidad de Conversión
- Menos tolerante al azufre	+ Más tolerante al azufre
+ Larga vida del catalizador (\pm 4 años)	- Corta vida del catalizador (\pm 4 semanas)
- Materia prima más cara	+ Materia prima más barata
+ El suministro de catalizador esta sujeto a riesgos de Mercado	+ El hierro es altamente disponible
- Los catalizadores de cobalto comúnmente requieren el uso de otros metales raros y/o caros, tales como Ru, Re y Pt (que son utilizados como “promotores”)	+ Los “promotores del catalizador de hierro no están muy involucrados en el proceso de reacción, sin embargo esto puede cambiar con respecto a aproximaciones más exóticas de las características deseadas.
- El catalizador de cobalto gastado es considerado como un producto peligroso. Sin embargo, esto no debería de afectar mucho, ya que el catalizador puede ser regenerado y reutilizado	+ El catalizador de hierro no es un material peligroso y no es económico regenerarlo.
+ El catalizador de cobalto produce más productos parafínicos	+ El catalizador de hierro produce más productos olefínicos.

Fuente: Rentech, 1999

Este tipo de catalizador se prepara a partir de óxido de hierro con la técnica de precipitación y es utilizado en reactores de lecho fijo y slurry; su producto principal son ceras de alto peso molecular (Dry, 2001)

Los factores que favorecen una disminución de actividad con el tiempo de operación es la presencia de ceras de alto peso molecular y/o precursores aromáticos de coque en los poros del catalizador, los venenos en el gas de alimentación (tal como el H₂S y otros compuestos orgánicos de azufre), el sinterismo hidrotérmico, la oxidación del carburo activo a la fase magnética inactiva, y la deposición de carbón Boudouard. La suma de los diferentes factores de desactivación es depende de la temperatura a la cual se lleva a cabo la síntesis FT.

Catalizador de Cobalto

Los catalizadores de cobalto también han sido utilizados intensivamente en la síntesis FT, éste tipo de catalizador se prepara con la técnica de co-precipitación y produce una distribución en masa de hidrocarburos C₁-C₂ de 11%; C₃-C₄ de 9.0%; C₅-C₁₁ de 31.0%; C₁₂-C₁₉ de 27.3% y C₂₀₊ de 21.4% (Zhang, 2002).

Debido a que el catalizador basado en hierro es relativamente barato su disminución de actividad en los reactores FT se compensa por la adición en línea de catalizador fresco. Esta opción no es

atractiva para los catalizadores basados en cobalto debido al mayor costo del mismo. Minimizar la velocidad de desactivación para asegurar un largo tiempo de operación es deseable. Como en el caso del catalizador de hierro, cualquier gas que contenga azufre generaría la desactivación permanente del catalizador, de forma que la purificación del Syngas es muy importante.

En la práctica comercial los catalizadores de cobalto son utilizados para la producción de ceras con temperaturas medias (menores a 220°C) y altas presiones parciales del H₂ y no se deberán coproducir aromáticos. Las ceras producidas se encuentran en fase líquida bajo las condiciones FT y, en la práctica, deben ser una fase líquida fluida desde el interior de los poros de las partículas de catalizador hacia la superficie externa del mismo. Las ceras de cadena muy larga podrían obstruir los poros y por esto disminuir las velocidades de difusión reactivos-productos, para finalmente desactivar el catalizador.

4.3.2.4 Reactores FT

Existen diversas formas de llevar a cabo la síntesis FT, como el catalizador y la temperatura, de igual forma el tipo de reactor utilizado es una variable que debe de ser considerada para llevar a cabo la síntesis. El aspecto más importante para el diseño de los reactores FT comerciales son: (1) elevado calor de reacción, y (2) gran número de productos con diferentes presiones de vapor (en estado gas, líquido y sólido). Se han diseñado y utilizado diferentes tipos de reactores en la síntesis FT, estos son:

1. Reactores de Lecho Fijo Multitubular con enfriamiento interno (reactor Arge, utilizado por Sasol y el utilizado en el proceso SMDS por Shell)
2. Reactores de Lecho Fluidizado (de ebullición) de Tres Fases o Reactores de Columna de Burbujeo Slurry con tubos de enfriamiento internos (El SSPD de Sasol, el GasCat por Energy International el propuesto AGC-21 por Exxon)
3. Reactor de Lecho Fluidizado Circulante con Circulación de Sólidos, recirculación de gas y enfriamiento en el ciclo de recirculación sólido/gas (Reactor Synthol de Sasol)
4. Reactores de Lecho Fluidizado con Enfriamiento Interno (reactor SAS de Sasol)

Reactores de lecho fijo

Los reactores de lechos fijos espaciados verticalmente y los reactores de flujo radial con enfriamiento entre los lechos son insatisfactorios debido al incremento de temperatura dentro de cada lecho adiabático individual. El tipo de reactor preferido, en lecho fijo, para la síntesis FT es el multitubular con catalizador empacado dentro de los tubos y agua de enfriamiento en el lado de la coraza. La distancia más corta entre las partículas de catalizador y la pared del tubo, es decir, la estrechez del tubo, da una mayor transferencia de calor. Las altas velocidades lineales del gas, con flujo turbulento, maximiza la transferencia de calor. Para alcanzar una conversión global alta es práctica común el reciclar parte de los gases de cola al reactor. Esto también incrementa la velocidad lineal del gas a través del reactor favoreciendo la transferencia de calor. A menor tamaño de las partículas de catalizador se tienen mayores conversiones. La combinación de la estrechez de los tubos, las altas velocidades de gas y el tamaño de partículas pequeño pueden resultar en caídas de presión inaceptables a través del reactor. Esto incrementará los costos de compresión del gas y también podría originar la desintegración de las partículas de catalizador “frágiles”. Además, de que la estrechez de los tubos puede originar problemas en la carga y descarga del catalizador, incrementando los tiempos de paro por mantenimiento. Debido a estas razones se tienen que hacer concesiones entre los diferentes factores. La actividad del catalizador

también debe de ser tomada en cuenta. Para catalizadores basados en hierro tubos de 1 cm. de diámetro interno son satisfactorios, pero para los catalizadores basados en cobalto, que son más activos es difícil controlar la temperatura en tubos de 5 cm. de diámetro interno y consecuentemente la selectividad de los productos deseados es baja y la del metano es alta. De forma que a mayor actividad del catalizador, se necesita de tubos más estrechos. Debido a las restricciones mencionadas, existirán gradientes de temperatura radiales en los tubos, así como también gradientes axiales. En el caso de los catalizadores basados en hierro los gradientes axiales serán mucho más marcados debido a que la velocidad de reacción FT disminuye significativamente con la longitud de los lechos. Como resultado de esto, sólo una porción del lecho catalítico operara a su temperatura óptima y las otras secciones operaran a temperaturas mayores o inferiores. Existe también un límite superior para las temperaturas que pueden ser utilizadas. Para los catalizadores basados en hierro la depositación de carbón ocurre a altas temperaturas y esto podría ocasionar el ensuciamiento de los poros del catalizador o el bloqueo de los tubos del reactor. Los reactores multitubulares comerciales consisten de miles de tubos, y debido a esto, son muy caros. Los reactores también son muy pesados y esto limita el tamaño, con el cual, estos podrán ser escalados, así como la transportación se vuelve problemática (Dry, 2002).

A pesar de todas estas desventajas, existen importantes ventajas de utilizar reactores multitubulares. Son fáciles de operar. No hay problemas en separar las ceras pesadas producto, las cuales son líquidas bajo las condiciones FT, así los líquidos únicamente resbalan del lecho, mientras que en los reactores de lecho slurry se requiere de equipo adicional para alcanzar una separación completa del catalizador finamente dividido en la cera líquida. Durante el inevitable evento de una falla en la sección de purificación del syngas corriente arriba, y se origine la entrada de venenos tales como H_2S , esto solo ocasionará la desactivación del catalizador de la sección superior, dejando la principal parte del catalizador relativamente sin problemas (Dry, 1990). En los reactores de lecho fluidizado, sin embargo, todo el catalizador se vera afectado negativamente.

Los cinco reactores ARGE, conjuntamente desarrollados por las dos firmas alemanas Ruhrchemie y Lurgi, los cuales fueron instalados en la planta de Sasolburg a mediados de la década de 1950 tienen diámetro de 3 m, y cada uno contiene 2050 tubos de 5 cm. de diámetro interno y 12 m de longitud. Un diagrama de un reactor Arge se presenta en la figura 4.3. La capacidad de producción de cada reactor fue cercana a $21 \cdot 10^3$ ton/año. Los reactores operan a 2.7 MPa y $230^\circ C$ aproximadamente.

Los cuatro reactores multitubulares en la planta de Shell en Malasia, también fueron diseñados por Lurgi, tienen diámetros mayores (estimados en 5 m). Partiendo de que en estos se utiliza catalizador basado en cobalto, los tubos deben de ser más estrechos a los utilizados en los reactores Sasol y se estima que probablemente sean más de 10,000 tubos por reactor. La capacidad de cada reactor de Shell es cercana a $125 \cdot 10^3$ ton/año.

Reactores de lecho fluidizado de dos fases

Dos tipos de reactores de lecho fluidizado están en uso comercialmente, el Ebullating o de Lecho Fluidizado Fijo (Fixed Fluidized Bed, FFB) y el de Lecho Fluidizado Circulante (Circulating Fluidized Bed, CFB). Las velocidades lineales del gas en el reactor CFB son de tres a cuatro veces mayores a las utilizadas en el reactor FFB. Las figuras 4.4 y 4.5 ilustran estos dos tipos de reactores.

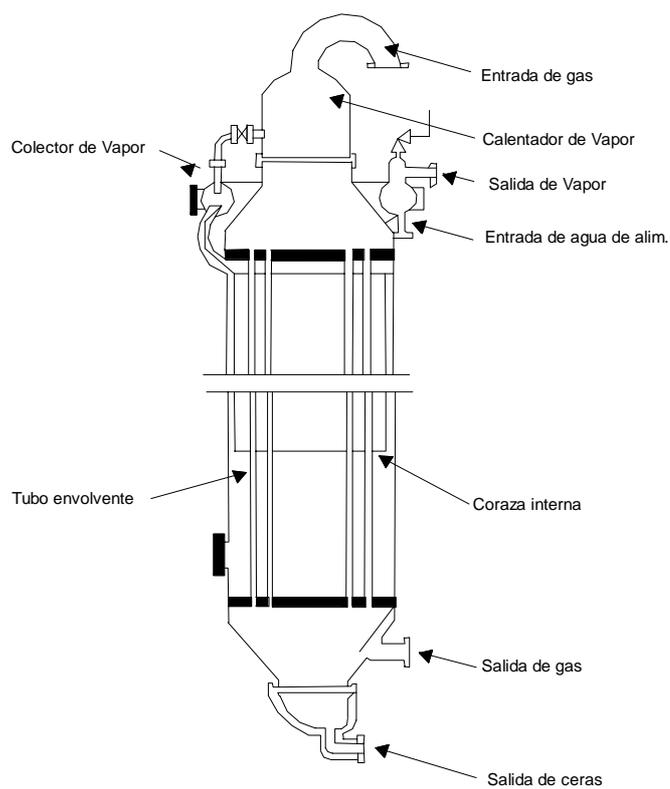


Figura 4.3 Reactor FT multitubular (ARGE)

Fuente Dry, M.E., "Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial" en encyclopedia of catalysis, John Wiley and Sons, 2002

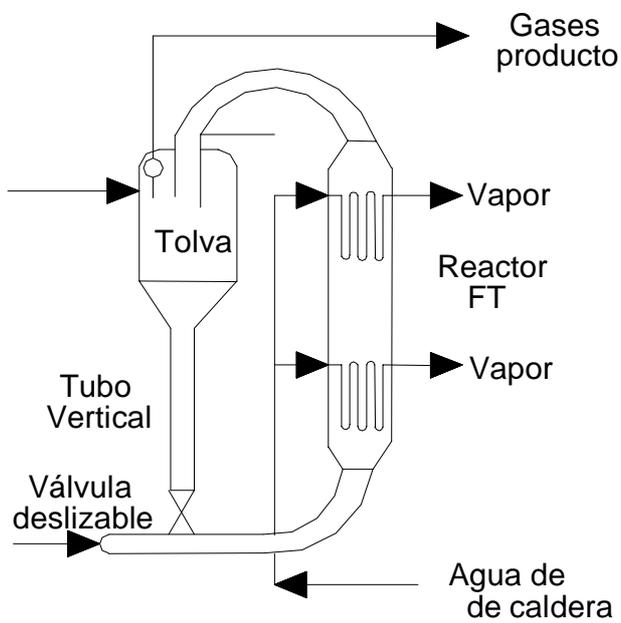


Figura 4.4 Reactores FT de lecho fluidizado: Lecho fluidizado circulante (CFB)

Fuente Dry, M.E., "Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial" en encyclopedia of catalysis, John Wiley and Sons, 2002

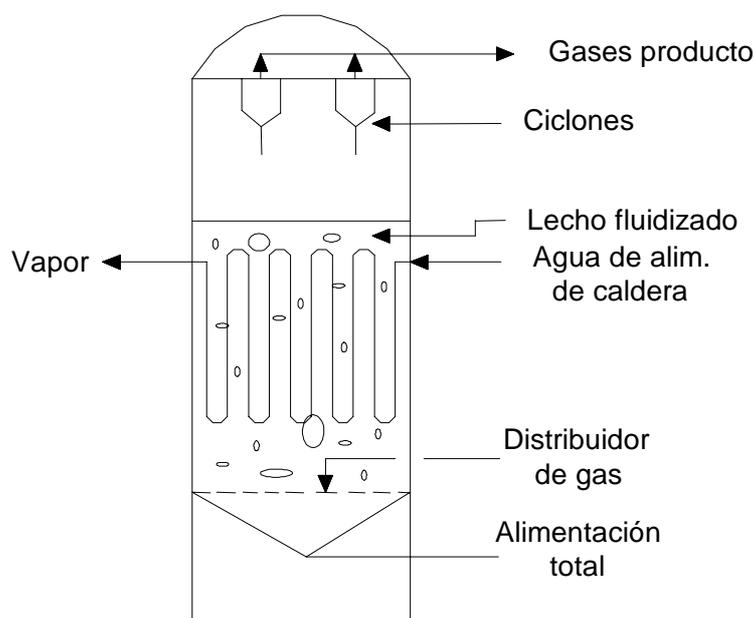


Figura 4.5 Reactores FT de lecho fluidizado: Lecho fluidizado fijo (FFB o SAS)

Fuente Dry, M.E., "Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial" en encyclopedia of catalysis, John Wiley and Sons, 2002

Los lechos fluidizados presentan muy altas velocidades de transferencia de calor y pueden ser utilizados a altas temperaturas, lo que significa que resulta en altas conversiones y volúmenes de producto. Estos lechos fluidizados son virtualmente isotérmicos, por lo que las diferencias de temperatura entre el fondo y la parte superior del reactor pueden ser tan bajas como sólo unos grados centígrados. Las condiciones de operación deben de controlarse para que sólo cantidades relativamente pequeñas de hidrocarburos de larga cadena sean producidos en la reacción FT, y así prevenir una excesiva condensación de líquido en los poros del catalizador. Si la superficie externa del catalizador esta humedecida, podría ocurrir la aglomeración de partículas finamente divididas, de forma típica de 5-100 μm , resultando en de-fluidización del lecho.

Los reactores de lecho fluidizado instalados en la planta de Sasolburg en la década de 1950 fueron CFB, y fueron diseñados por Kellogg. Se hicieron posteriormente varias modificaciones a los reactores y, estos fueron renombrados como reactores Synthol. Los reactores Synthol operan con catalizador de hierro a 340°C y 2 MPa. Con una relación de recirculación a alimentación fresca de 2 ($\text{CO} + \text{CO}_2$). Las conversiones iniciales fueron aproximadamente del 90%. La capacidad por reactor fue $115 \cdot 10^3$ ton/año. El catalizador aireado (fase fluidizada densa) fluye hacia abajo por una tubería, la velocidad es controlada por una válvula de deslizable. El catalizador es barrido hacia arriba de la sección de reacción (fluidización de fase inclinada) por el gas de alimentación precalentado a 200°C. El espacio vacío medio es de 0.9. Los intercambiadores de calor remueven cerca del 40% del calor de reacción, el restante es absorbido por el gas de alimentación y los productos. El catalizador y el gas se liberan en una tolva de arreglo amplio y el catalizador aireado cae hacia dentro de un tubo. En el seno del gas se pueden suspender partículas finas de catalizador que son separadas en ciclones y regresadas al reactor. A pesar de que las eficiencias de los ciclones es tan alta como el 99%, algunos finos logran pasar a través de estos y son removidos en los lavadores de aceite pesado inmediatamente corriente abajo de los reactores. Para evitar que el gas entre en el tubo de alimentación de catalizador es

esencial una presión diferencial superior en el tubo de alimentación del catalizador se mantenga por encima de la de la zona de reacción (Dry, 1996). Con catalizador de hierro operando a 340°C se deposita continuamente una cantidad significativa de carbón en las partículas de catalizador y originando desintegración y disminución de la densidad del catalizador, y con ello, menores caídas de presión en el tubo de alimentación de catalizador. Esto hace imposible incrementar la carga de catalizador por el lado de la reacción para compensar las pérdidas de actividad que se presentan con el tiempo de operación. Para contrarrestar esto, se practica la remoción de catalizador en línea (Dry, 1996) y la adición de catalizador fresco. La segunda generación de reactores CFB, instalados en las plantas de Secunda y Petrosa, fueron mayores y operados a 2.5 MPa, de aquí que el incremento en la capacidad fue cercano a $320 \cdot 10^3$ ton/año (Steyberg, 1999). Para 1999 los reactores Synthol de Secunda fueron reemplazados por reactores FFB de alta capacidad. Actualmente los únicos reactores CFB en operación son los instalados en la planta de Petrosa.

Los dos reactores FT de 5 m de diámetro interno en la planta de Bronsville, Texas, fueron unidades FFB. Inicialmente presentaron problemas de baja conversión, atribuida principalmente a una fluidización del catalizador deficiente. Estos problemas fueron aparentemente superados pero la planta salió de servicio a mediados de la década de 1950. Tuvieron que transcurrir más de 30 años para que este tipo de reactores fuera de nueva cuenta usado comercialmente. Reactores CFB fueron instalados en las tres plantas de Sasol. Esta empresa cuenta con varias plantas piloto de Investigación y desarrollo, las cuales se utilizaron para desarrollar mejoras en los catalizadores y el estudio de las variables de proceso, así como estudiar los reactores FFB. Una vez que estos reactores fueron mejorados y fáciles de operar, a finales de 1970 se realizó un estudio de sus ventajas potenciales. Se construyó un modelo de plexiglass y fue utilizado para investigar diversos sistemas de distribución de gas, con el objetivo de mejorar y uniformar la fluidización. Una unidad de demostración FT de 1 m de diámetro interno, diseñada por Badger, fue construida y puesta en operación en 1984. Esta opero con el mismo catalizador y condiciones de operación utilizadas en los reactores CFB. La selectividad de productos fue muy similar pero las conversiones fueron mayores. En 1989 una unidad comercial de 5 m de diámetro interno y una altura de 22 m entro en operación en la planta de Sasolburg cumpliendo todas sus expectativas (Jager, 1990). La capacidad del rector fue de $145 \cdot 10^3$ ton/año. Entre 1995 a 1999 los 16 reactores de segunda generación CFB de la planta de Sasol en Secunda fueron reemplazados por 8 reactores FFB, cuatro con un diámetro interno de 8 m y capacidad de $470 \cdot 10^3$ ton/año cada uno y cuatro con un diámetro interno de 10.7 m y capacidad de $850 \cdot 10^3$ ton/año cada uno. Esto incremento la capacidad de Sasol en Secunda de $5.1 \cdot 10^6$ a $7.1 \cdot 10^6$ ton/año. Estos reactores fueron llamados SAS (Sasol Advanced Synthol). Los reactores SAS tienen diferentes ventajas clave con respecto a los reactores CFB:

- El costo de construcción es 40% menor debido principalmente a que los reactores FFB son más pequeños. El reactor FFB es similar en tamaño y en arreglo a la tolva al reactor CFB. Además, la estructura de soporte es mucho más sencilla y sólo representa el 5% del costo de los reactores CFB.
- Debido a que la sección de reacción es mucho más amplia, se pueden instalar más serpentines de enfriamiento en los reactores FFB, incrementando su capacidad y control, y se puede alimentar mucho más gas o utilizarse presiones más altas. Presiones arriba de 4 MPa son factibles.

- En los reactores CFB sólo una porción de la carga de catalizador participa en la reacción FT en cualquier momento, mientras que en los reactores SAS todo el catalizador está involucrado en la reacción. Esto resulta en altas conversiones.
- La depositación de carbón en el catalizador resulta en bajas actividades en la zona de reacción del CFB, produciendo una disminución en la conversión con el tiempo de operación. Si se permite una expansión del lecho en los reactores FFB este problema es de poca importancia. Para mantener altas conversiones y un bajo consumo global de catalizador se requiere de bajas velocidades de retiro de catalizador y re-emplazamiento por catalizador fresco
- Las velocidades lineales del catalizador y el gas son mucho menores en los reactores FFB que la que se presenta en los reactores CFB, particularmente en las secciones estrechas (ver figuras 4.4 y 4.5). El costo de compresión del gas es consecuentemente menor. Debido a que el catalizador de carburo de hierro es muy abrasivo las secciones estrechas de los reactores CFB están recubiertas de material cerámico y requieren de un mantenimiento continuo. Este problema no se presenta en los reactores FFB de baja velocidad y permite operar durante largos tiempos sin mantenimiento.

Reactores de tres fase de lechos fluidizados (Lechos slurry)

En las décadas de 1950 y 1960 los reactores de tipo slurry para la síntesis fueron estudiados en Alemania, Inglaterra y EE. UU., pero éstos fueron operados a muy bajas velocidades espaciales para ser de interés práctico (Dry, 1996). De estas unidades, la desarrollada por Kölbel fue la mayor, con un diámetro de 1.5 m y un volumen de trabajo de 10 m³. En un principio los reactores slurry deberían de ser adecuados para operaciones FT a bajas temperaturas, considerando que la cera líquida podría ser el medio en el cual el catalizador finamente dividido sería suspendido. La separación de la cera producida y del catalizador era de importancia primordial.

A finales de la década de 1970 Sasol decidió estudiar de nueva cuenta los reactores slurry. Los resultados preliminares obtenidos en reactores a escala piloto de 5 cm. de diámetro interno se presentan en la tabla 4.8. Realizaron comparaciones entre los reactores de lecho fijo y slurry para la producción de ceras. El catalizador de hierro precipitado usado en los reactores multitubulares comerciales fue el utilizado. También se realizaron comparaciones entre los reactores slurry y los de lecho fluidizado de dos fases a altas temperaturas. En estas corridas se realizaron con el catalizador, usado en los reactores CFB comerciales. En la tabla 4.8 se puede observar que las pruebas a bajas temperaturas con catalizador precipitado, en los reactores slurry y de lecho fijo se tuvieron una alta conversión y buenas selectividades de ceras, a pesar de que la carga de catalizador en el reactor slurry fue tres veces menor que en el CFB. La razón de esta alta actividad por unidad de masa de catalizador, es el tamaño de partícula más pequeño utilizado en los sistemas slurry. La velocidad de reacción FT está limitada por la velocidad en los poros del catalizador cuando se utiliza baja temperatura. Para pruebas a alta temperatura con catalizador fundido los lechos slurry dieron las mismas selectividades de producto, pero la conversión fue considerablemente menor a las de unidades de lecho fluidizado de dos fases (FFB). En estas pruebas los reactores slurry no presentaron ninguna ventaja con el tamaño de catalizador pequeño para compensar la carga baja. Los reactores slurry operados a alta temperatura no es una práctica o viable.

El sistema slurry de baja temperatura es promisorio, pero su desarrollo ha sido retrasado debido a los problemas inherentes a la separación de cera producida del catalizador muy fino y friable utilizado por Sasol. En 1990 se utilizó un aparato de filtración eficiente (EP-609079) la cual se demostró exitosamente con una unidad piloto de 1 m de diámetro interno. Para 1993 en Sasol I se puso en operación una unidad comercial e 5 m de diámetro interno y 22 m de altura y ha estado operando desde entonces. La capacidad de este reactor es aproximadamente de $100 \cdot 10^3$ ton/año, la cual es igual a la producción total de cinco reactores multitubulares de lecho fijo ARGE. Se ha estudiado que los reactores de lecho slurry con capacidades de $425 \cdot 10^3$ ton/año son factibles (Espinoza, 1999). El reactor Slurry de Sasol se presenta en la figura 4.6. Exxon también ha desarrollado un reactor de lecho slurry con catalizador de cobalto y a informado de exitosas pruebas de demostración con una unidad de 1.2 m de diámetro interno y capacidad de la unidad es $8.5 \cdot 10^3$ ton/año.

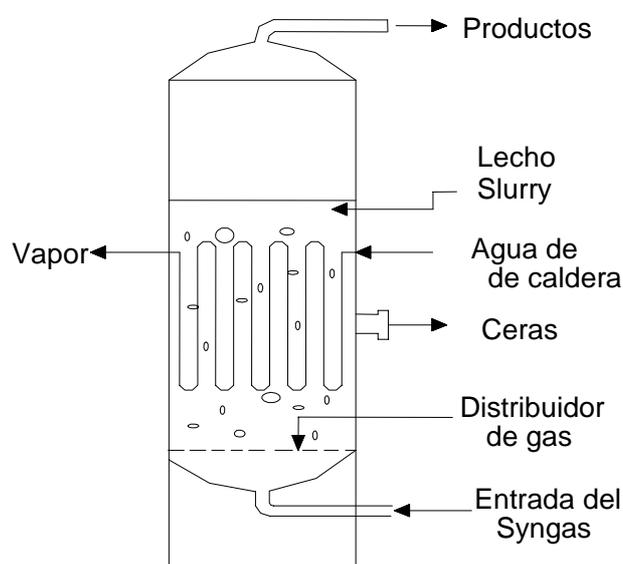


Figura 4.6 Reactores FT de lecho fluidizado: lecho de burbujeo en fase slurry.

Fuente Dry, M.E., "Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial" en encyclopedia of catalysis, John Wiley and Sons, 2002

Las ventajas de los reactores slurry con respecto a los reactores multitubulares son (Espinoza, 1999):

- El costo de un tren de reacción es sólo del 25% de un sistema de reactores multitubulares con la misma capacidad.
- La caída de presión a través de un lecho slurry es mucho menor, típicamente 0.1 MPa, en contra de 0.4 MPa, para una unidad multitubular.
- Las bajas cargas de catalizador en los reactores de lecho slurry, con un consumo por unidad de producto menor, es un cuarto del de las unidades de lecho fijo.
- El lecho slurry es isotérmico y puede ser operado a altas temperaturas con altas conversiones.
- La remoción o adición de catalizador en línea permite corridas largas del reactor con altas conversiones. Si el tiempo de vida del catalizador, sin embargo, es mayor al tiempo entre las inspecciones de mantenimiento programadas, esta ventaja es relativa (Geerlings, 1999).

Tabla 4.8 Comparación de reactores de lecho Fijo, Slurry, y de dos fase fluidizadas

Tipo de Catalizador: Reactor tipo:	Precipitado Slurry	Fundido Fijo	Fundido Fluidizado	Fundido Slurry
Tamaño de partícula, μm	2.5 (mm.)	40-150	<70	<40
Carga de Fe, kg.	2.7	0.8	4.2	1.0
Altura del lecho, m	2.8	3.8	2.0	3.8
Temp. media del lecho, $^{\circ}\text{C}$	230	236	323	324
Relación Recir/alim. fresca	1.9	1.9	2.0	2.0
Veloc. Lineal del gas, cm/s	36	36	45	45
Conversión de alimentación, % CO + H ₂ CO + CO ₂	46	49	93	79
Selectividad (base %C)				
Metano	7	5	12	12
Gasolina	14	15	43	42
Ceras pesadas (P. eb.>500 $^{\circ}\text{C}$)	27	31	0	0

Fuente Dry, M.E., "Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial" en encyclopedia of catalysis, John Wiley and Sons, 2002)

Los sistemas fluidizados tienen la desventaja de que la presencia de venenos para el catalizador, p. Ej. H₂S, en el syngas, resultaría en una desactivación de todo el catalizador, y en el caso de los reactores slurry este sería un problema grave. Un incremento en la carga del catalizador en los sistemas slurry por encima de cierto nivel es contraproducente, teniéndose un gran incremento en la viscosidad del slurry. Esto podría originar la formación de grandes burbujas de gas, las que ascenderían rápidamente y la retención de gas (o tiempo de residencia) disminuiría, teniendo bajas conversiones. El comportamiento y características de las burbujas de gas en condiciones de flujo turbulento dentro de los lechos slurry ha sido revisada recientemente por Sie y Krishna (1999).

4.3.2.5 Selectividad del proceso FT

Bajo condiciones industriales la síntesis FT produce un amplio intervalo de alcanos, alquenos y productos oxigenados. La tabla 4.9 presenta la distribución obtenida con catalizadores de Fe y CO en reactores fluidizados y slurry. A baja temperatura el intervalo de hidrocarburos es desde CH₄ hasta ceras de alto peso molecular. A alta temperatura con catalizador fluidizado la distribución esta compuesta de alquenos y gasolina. La tabla 4.10 presenta la distribución de varios tipos de hidrocarburos presentes en los diferentes cortes de la tabla 4.9.

Se puede ver que la síntesis FT a alta temperatura con catalizador de hierro produce más alquenos C₂-C₁₂ que pueden ser utilizados en la producción de químicos de alto valor agregado (estos son predominantemente 1-alquenos lineales). Los productos ramificados son principalmente isómeros de monometilo y el grado de ramificación se incrementa con el número de carbonos para el caso del proceso de alta temperatura. También, en la operación FT a alta temperatura se produce relativamente poco benceno, pero a partir de C₇ el contenido de aromáticos se incrementa con el número de carbonos.

Para el proceso FT de baja temperatura el contenido de alquenos y el grado de ramificación son mucho menores y los productos principales son alcanos y ceras lineales y prácticamente están libres de aromáticos.

Tabla 4.9 Espectro de productos FT (presión 2 MPa)

Catalizador	Hierro	Hierro	Cobalto
Tipo de reactor	Slurry	Fluidizado	Slurry
Temperatura, °C	235	340	220
Selectividades			
CH ₄	3	8	4
C ₂ H ₄	0.5	4	1
C ₂ H ₆	1	3	1
C ₃ H ₆	1.5	11	2
C ₃ H ₈	2	9	2
C ₄ H ₈	2	9	2
C ₄ H ₁₀	2	1	1
C ₅ -C ₆	7	16	8
C ₇ -160°C	9	20	11
160-350°C	17.5	16	22
+350°C	4	5	1
Oxigenados solubles en agua totales*	4	5	1
Valor ASF α_a^{**}	0.95	0.7	0.92

Fuente: Dry, M. E., (2001) "Fischer-Tropsch synthesis-Industrial"; Notas: * Alcoholes aldehídos cetonas, y ácidos disueltos en fase acuosa; ** probabilidad de crecimiento de cadena Anderson-Shulz-Flory.

Tabla 4.10 Isómeros de hidrocarburos FT

Catalizador	Hierro	Hierro	Cobalto
Temperatura, °C	235*	340**	220
Corte C ₅ -C ₁₂			
% de alcanos	29	13	60
% de alquenos	64	70	39
% de aromáticos	0	5	0
% de Oxigenados	7	12	1

Tabla 4.10 Isómeros de hidrocarburos FT (cont.)

Catalizador	Hierro	Hierro	Cobalto
Temperatura, °C	235*	340**	220
Corte C ₁₃ -C ₁₈			
% de alcanos	44	15	93
% de alquenos	50	60	5
% de aromáticos	0	15	0
% de Oxigenados	6	10	Bajo
Corte C ₂₄ -C ₃₅			
% de alquenos	13	-	Bajo
Corte C ₄			
% de 1-buteno	-	74	-
% de metil-1-propeno	-	8	-
Corte C ₆			
% de 1-hexeno	-	58	-
% de metil-1-penteno	-	24	-
Corte C ₁₀			
% de 1-deceno	-	38	-
% de metil-1-nonenos	-	20	-

Fuente: Dry, M. E., (2001) Fischer-Tropsch synthesis-Industrial; Notas: * Operación FT en lecho slurry a baja temperatura; ** Operación FT en Lecho fluidizado a alta temperatura.

Bajo condiciones FT comerciales la cantidad de compuestos oxigenados es baja en comparación con los hidrocarburos, especialmente en el caso del catalizador de cobalto. A bajas temperaturas el cobalto produce mayores cantidades de oxigenados y también son considerados como productos principales. La tabla 4.11 presenta una distribución de los compuestos oxigenados de bajo peso molecular obtenidos con catalizador de hierro. Gran parte de estos compuestos se disuelven en la fase acuosa FT condensada. El etanol es el producto sencillo principal en ambos procesos. Los procesos FT de baja temperatura producen una gran cantidad de metanol, mientras que los procesos de alta temperatura su producción es pequeña. El segundo compuesto oxigenado más importante es en el proceso FT de alta temperatura es la 2-propanona (acetona). Las cetonas son probablemente el producto secundario que se forma a altas temperaturas. De los ácidos, el ácido acético es la especie producida más abundante en el proceso FT.

Tabla 4.11 Composición típica de productos FT oxigenados con catalizador de hierro

Compuesto	% Masa	
	FT de baja temperatura (230°C)	FT de alta temperatura (340°C)
Químicos no-ácidos		
Acetaldehído	0.5	2.0
Propanol	0.1	0.5
2-propanona (acetona)	4	23
2-Butanona (MEK)	0.3	6.0
Etanol	45	40
1-propanol	13	12
2-propanol	1	5
1-butanol	5	4
2-butanol		1
2-metil-1-propanol		1
2-metil-1-propanol		1
Ácidos		
CH ₃ COOH		70
C ₂ H ₅ COOH		16
C ₃ H ₇ COOH		9

Fuente: Dry, M. E., (2001) Fischer-Tropsch synthesys-Industrial.

4.3.2.6 Fischer-Tropsch y la termodinámica

Si a una mezcla compuesta de H₂ y CO y tiene una relación de H₂:CO de 2.0, se le permite alcanzar el equilibrio termodinámico a 327°C y 1.6 MPa, los productos principales serían metano, dióxido de carbono, agua y grafito, la presencia de hidrocarburos con alto número de carbonos sería insignificante. La conclusión es que los aspectos termodinámicos aparentemente son insignificantes en la síntesis FT. En la tabla 4.12 se presentan las presiones parciales reales para algunos productos FT de bajo peso molecular a la salida del reactor y son comparadas con las que presentarían sí se encontraran en equilibrio termodinámico a la presión parcial real con una mezcla de H₂, CO y H₂O; estos resultados confirman que los hidrocarburos están fuera del equilibrio termodinámico. La tabla 4.13 presenta los resultados que se obtendrían con cálculos similares para alquenos C₅, alcoholes, cetonas, aldehídos y especies ácidas más abundantes producidas en la síntesis FT. De esto se ha concluido que los alquenos son productos principales y que los alcanos resultan principalmente de la hidrogenación secundaria de los alquenos. El hecho de que la relación molar real de alquenos ramificados a lineales es significativamente

pequeña del valor calculado, supone que los alquenos lineales son los isómeros primarios dominantes, o que la isomerización es una reacción secundaria lenta. Considerando que la relación molar etanol/eteno es muy grande y con el valor predicho termodinámicamente, es improbable que los alcoholes resulten de la hidratación de los alquenos. La hidratación de los 1-alquenos debería, en caso de que se produzca, dar 2-alcoholes, mientras que en la práctica el predominante es 1-alcohol. El hecho de que la relación molar real 2-propanol/acetona sea menor que el valor calculado, sugiere que posiblemente los iso-alcoholes se forman por la hidrogenación de las cetonas. Las cetonas y los iso-alcoholes, sin embargo, sólo aparecen en el espectro de productos a altas temperaturas. Los alcoholes, aldehídos y ácidos aparecen muy cerca del equilibrio bajo condiciones FT de alta temperatura, y no es posible deducir cual de estos es el producto primario. A bajas temperaturas, sin embargo, la relación de ácido acético a etanol es mayor de la esperada por la oxidación del etanol con agua. De forma que aparentemente los ácidos son por mucho los productos primarios FT.

Tabla 4.12 Comparación de las presiones parciales reales y calculadas de los hidrocarburos FT

Hidrocarburos	Presión parcial en la salida del reactor, MPa		Reacciones
	Real	Calculada*	
CH ₄	0.868	3.1x10 ⁶	$CO + 3H_2 \longleftrightarrow CH_4 + H_2O$
C ₂ H ₄	0.031	5.4	$2CO + 4H_2 \longleftrightarrow C_2H_4 + 2H_2O$
C ₂ H ₆	0.048	10x10 ⁶	$2CO + 5H_2 \longleftrightarrow C_2H_6 + 2H_2O$
C ₃ H ₆	0.063	2.5x10 ³	$3CO + 6H_2 \longleftrightarrow C_3H_6 + 3H_2O$
C ₃ H ₈	0.009	1.6x10 ⁸	$3CO + 7H_2 \longleftrightarrow C_3H_8 + 3H_2O$

Fuente: Dry, M. E., (2001) Fischer-Tropsch synthesis-Industrial; Nota: * Utilizando la presión parcial real a la salida del reactor, las cuales fueron de 0.65, 0.01 y 0.19 MPa, para el H₂, CO y H₂O respectivamente, asumiendo que las reacciones están en equilibrio a 330°C.

Tabla 4.13 Relaciones moleculares de los productos FT de alta temperatura

Relación	Real	Calculada*	Reacción
n-C ₅ H ₁₂ /1-C ₅ H ₁₀	0.14	44,000	$C_5H_{10} + H_2 \longleftrightarrow C_5H_{12}$
3-metil-1-butenol/1-C ₅ H ₁₀	0.17	1.4	Isomerización de alquenos
C ₂ H ₅ OH/CH ₃ CHO	4.8	4.5	$C_2H_5CHO + H_2 \longleftrightarrow C_2H_5OH$
CH ₃ COOH/CH ₃ CHO	0.67	0.5	$CH_3CHO + H_2O \longleftrightarrow CH_3COOH + H_2$
2-C ₃ H ₇ OH/(CH ₃) ₂ CO	0.13	0.26	$(CH_3)_2CO + H_2 \longleftrightarrow i-C_3H_7OH$
C ₂ H ₅ OH/C ₂ H ₄	0.05	0.0027	$C_2H_4 + H_2O \longleftrightarrow C_2H_5OH$

Fuente: Dry, M. E., (1996) Appl. Catal., A: Gen, vol 138, no. 319. nota: *En equilibrio termodinámico con la presión parcial real a la salida del reactor de H₂ y H₂O a 330°C.

4.3.2.7 Interrelación de los productos FT.

Los pesos moleculares de los productos FT pueden variar en un amplio intervalo con un cambio en las condiciones de operación y/o el tipo de catalizador. Sin embargo, siempre existe una interrelación clara entre los varios productos. Estas interrelaciones se deben al tamaño de paso del mecanismo natural de crecimiento de cadena. Los detalles a nivel molecular del mecanismo de reacción de la síntesis FT están en controversia, sin embargo, todos los mecanismos propuestos asumen el tamaño de paso de crecimiento. Se ha establecido del mecanismo de la reacción FT, que esta ocurre en la superficie del catalizador. A la fecha existe poca, sino inexistente, evidencia de que cualquier mecanismo propuesto ha sido utilizado para mejorar los tres factores clave del proceso FT: (1) tiempo de vida, (2) actividad, y (3) selectividad de los productos. Con el único propósito de explicar la distribución de productos se puede asumir que el “bloque de constitución” del proceso FT es la unidad “CH₂” adsorbida. La figura 4.7 presenta la secuencia de reacción FT. Cualquier unidad individual CH₂ puede reaccionar con H₂ para producir CH₄, la cual es desorbida como tal o se le puede unir con otra unidad CH₂ para dar una unidad C₂H₄. Esta unidad tiene tres opciones de reacción: (1) puede ser desorbida para dar eteno, (2) ser hidrogenada para dar etano, o (3) se puede unir con otra unidad CH₂ para producir una unidad C₃H₆. Las dos primeras opciones representan la probabilidad de terminación de la cadena y la tercera opción representa la probabilidad de crecimiento de la cadena. El principio secuencia de reacción continua ofrece una explicación de cómo se producen cadenas muy largas de hidrocarburos en la síntesis FT. A régimen permanente la concentración de cada especie (CH₂)_n en la superficie del catalizador deberá ser constante y la probabilidad de crecimiento de la cadena es alfa (α) y la de terminación será (1-α). Si se asume que la probabilidad de crecimiento de cadena (α) es independiente de la longitud de la cadena, entonces es sencillo calcular el espectro completo de hidrocarburos producidos para varios valores de α. El resultado de tales cálculos es mostrado en la figura 4.8. Sólo con dos excepciones a las predicciones mostradas en la figura 4.8 estas se pueden ajustar razonablemente bien a los resultados experimentales. Las excepciones son los hidrocarburos C₂ y CH₄. Los hidrocarburos C₂ calculados son marcadamente superiores a los valores observados. La selectividad del CH₄ es en cierta medida mayor a la predicha. Esta situación se presenta en los casos en los que se utilizó catalizador de cobalto. Las altas velocidades de producción podrían deberse a la probabilidad de que el grupo metileno (CH₂) es químicamente más propenso a ser atacado por H₂ para dar CH₄, que los alquenos adsorbidos para producir alcanos. La velocidad de producción de C₂ menor a la esperada se debe a la probabilidad de que una especie C₂H₄ adsorbida pueda ser atacada por otro lado por una especie CH₂. Un 1-alqueno de alto número de carbonos es más probable que sea atacado por una unidad CH₂. Esto resulta en una alta probabilidad de crecimiento de cadena de las unidades C₂H₄ de forma que se tiene una menor probabilidad de terminación de la cadena.

Una forma alternativa para determinar el espectro de productos FT son los gráficos de distribución ASF (Anderson-Schulz-Flory). Considerando α independiente de la longitud de cadena se tiene la ecuación:

$$\log\left(\frac{W_n}{n}\right) = n \log \alpha + cte \quad (4.20)$$

Donde W_n es la fracción masa de las especies con número de carbono n . El valor de α se obtiene por la pendiente del plano del $\text{Log}(W_n/n)$ contra n . Dentro del intervalo de números de carbono en el intervalo de C_3 a C_{12} la pendiente, comúnmente, es una línea recta (la probabilidad global de crecimiento de cadena en este intervalo es constante). Cuando se producen ceras y los poros del catalizador se llenan con una emulsión de hidrocarburos, se observa que la gráfica ASF está "curvada" en el intervalo de C_{10} - C_{12} y se considera como otra línea recta. Este fenómeno se ha ligado continuamente a la probabilidad de que los productos de cadena larga tienen tiempos de residencia mayores en las partículas de catalizador, y permiten la re-adsorción de los alquenos, continuando el crecimiento de la cadena. Los tiempos de residencia mayores también contribuyen al encuentro de productos de cadena larga con una menor relación alqueno/alcano debido a que se presenta una segunda hidrogenación (Dry, 1990). No existe un acuerdo acerca de cuáles son los factores que controlan el tiempo de residencia y la incorporación de alquenos (Geerlings, 1999, Kuipers, 1995 y Schulz, 1999). Para los mayores tiempos de residencia se han propuesto tres razones: (1) bajas velocidades de difusión, (2) elevada solubilidad, y (3) fuerte fisiorción en la superficie del catalizador, estos aspectos han sido discutido por van der Laan y Benhackers (1999).

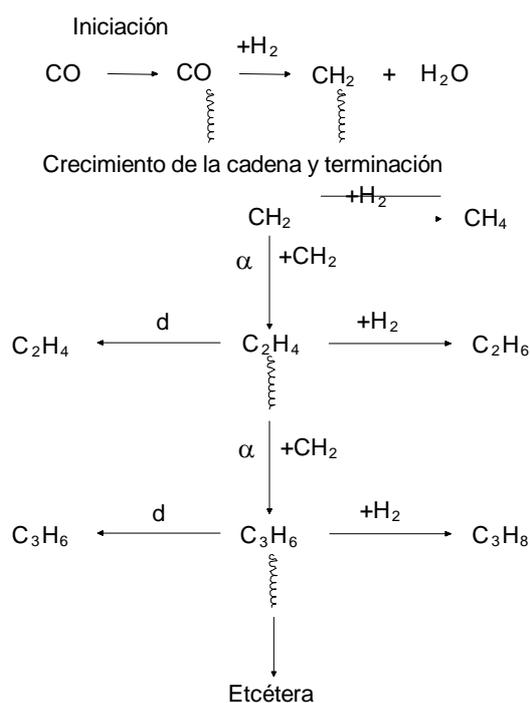


Figura 4.7 Secuencia de reacción FT. Note que el mecanismo está implícito en la secuencia

Fuente: Dry, 2001

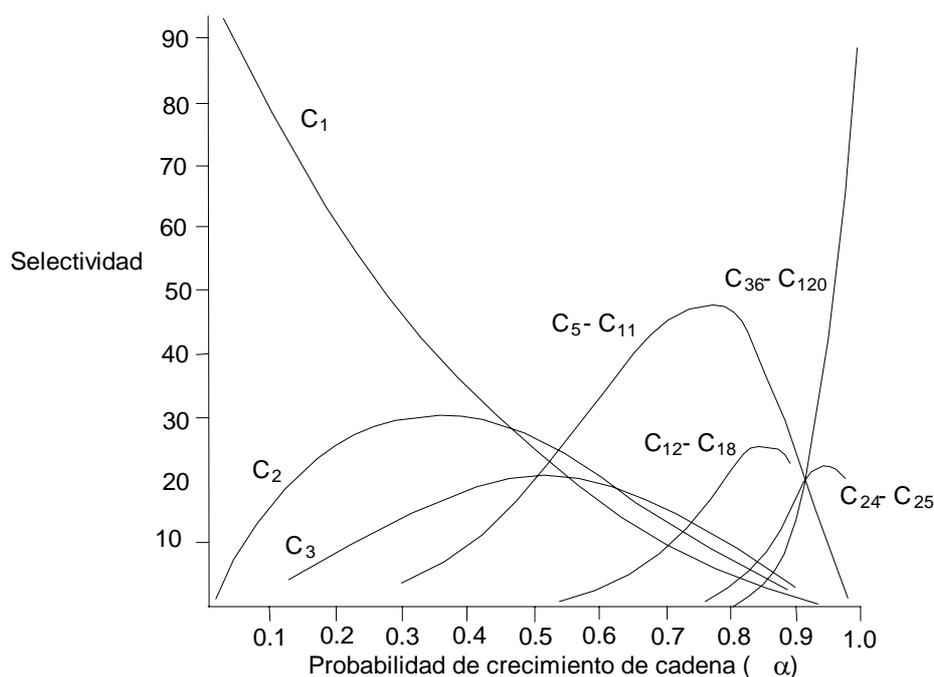


Figura 4.8 Selectividades calculadas para los productos hidrocarburos FT como una función de la probabilidad de crecimiento de cadena (α), asumiendo α independiente de la longitud de cadena

Fuente: Dry 2002

4.3.2.8 Control de la selectividad FT

El intervalo de selectividad aparentemente está determinado por los valores α . El control de la selectividad podrá estar determinado con las variables que influyen los valores de α , que son: (1) temperatura, (2) tipo de catalizador y los promotores, y (3) composición del Syngas y presiones parciales dentro del lecho catalítico.

Temperatura

El efecto de la temperatura es similar para todos los metales FT. Con un incremento de la temperatura el sistema llega a ser más hidrogenante y el espectro de selectividad cambia a hacia los productos de menor número de carbono

Promotores Químicos, Promotores Estructurales y Soportes

Para los catalizadores basados en hierro, la adición de promotores químicos altamente alcalinos se utiliza para obtener una alta actividad dentro del espectro de productos deseados. El concepto de "basicidad" es comúnmente una guía para determinar la cantidad de álcali que necesita ser añadida.

De forma contraria al hierro, los catalizadores de cobalto son mucho menos sensibles a los efectos de la naturaleza química o estructura de los promotores. Los primeros estudios con

catalizadores de cobalto mostraron que cuando se trabaja a presiones atmosféricas la promoción de álcalis no incrementa la selectividad de ceras, pero para presiones más prácticas, arriba de 1.5 MPa, el efecto es mínimo.

Composición de gas y presiones parciales

De la secuencia de reacción mostrada en la figura 4.7, se puede deducir que a mayor presión parcial de CO, se tiene una mayor cobertura de superficie de catalizador por el CO quimisorbido y en consecuencia, una cobertura mayor de especies metileno (CH_2). A más altas coberturas de CH_2 , se tiene una mayor probabilidad de crecimiento de cadena (α). La terminación de la cadena es el resultado de dos acciones: (1) hidrogenación de los alquenos producidos, y (2) la desorción de especies $n(\text{CH}_2)$. A menores presiones parciales de CO se tendrá una menor cobertura de la superficie del catalizador por CH_2 y se promueve más la desorción de las especies $n(\text{CH}_2)$. A mayores presiones parciales de H_2 se promueve la terminación de la cadena (hacia alcanos).

De forma que, a altas presiones de H_2 y menores presiones de CO, o una relación más alta $\text{H}_2:\text{CO}$, se obtendría una mayor producción de CH_4 y de hidrocarburos ligeros y una producción mínima de hidrocarburos pesados, p. E.j., ceras. En otras palabras, a más altas relaciones $\text{H}_2:\text{CO}$ se tiene un valor menor de α .

La realidad podría, sin embargo, ser más compleja que la cobertura de la superficie del catalizador por CO y H_2 y también puede depender de la cantidad en la cual otras especies, tales como CO_2 y H_2O , compiten con el CO y H_2 por los sitios disponibles de adsorción. Como la quimisorción de CO es mucho más fuerte que la quimisorción de H_2 es factible que la presencia de CO_2 y H_2O tiene un efecto negativo en la quimisorción de H_2 comparada con la de CO. La selectividad dependerá no solamente de la relación $\text{H}_2:\text{CO}$ en la fase gas sino de relaciones más complejas.

La composición real del gas en contacto con el catalizador en la práctica depende de varios factores: (1) la cantidad y composición del gas fresco alimentado al reactor, (2) la relación utilizada de H_2 a CO en la reacción FT a través del lecho del reactor la cantidad, y (3) la composición del gas a la salida (gas de cola) del reactor y la recirculación del mismo. La recirculación del gas de cola se utiliza para incrementar la conversión global y asegurar una alta velocidad lineal del gas. Una situación relativamente sencilla podría ser una en la cual la composición de la alimentación fresca coincida con la relación $\text{H}_2:\text{CO}$ utilizada. En este caso, con o sin recirculación, la relación $\text{H}_2:\text{CO}$ en el reactor sería constante, a pesar de que las presiones parciales de H_2 y CO disminuirían a través del lecho debido a su consumo en la reacción FT. En este caso la selectividad FT se podría relacionar simplemente a la relación $\text{H}_2:\text{CO}$ del gas de alimentación fresco. Si la relación $\text{H}_2:\text{CO}$ de la alimentación fresca no coincide con la relación utilizada, la relación $\text{H}_2:\text{CO}$ cambiara a través de del lecho catalítico, y sí se utiliza recirculación esta afectará la relación $\text{H}_2:\text{CO}$ de la alimentación total que entra en el reactor.

Para propósitos de diseño de un proceso FT, y para tener un control de la selectividad FT es deseable establecer una relación, preferentemente una sencilla, entre la composición del gas de entrada al reactor FT y la selectividad de los productos.

4.3.2.9 Cinética de las reacciones FT

Sasol ha realizado un gran número de mediciones en reactores de lecho fijo y fluidizado a escala piloto e industrial utilizando catalizadores de hierro comerciales. En los experimentos en planta piloto las variables estudiadas incluyeron: (1) altura de los lechos de catalizador, (2) presión total, (3) relación de recirculación, y (4) composición de los gases de alimentación. Las presiones totales se variaron desde 0.8 a 7.6 MPa. La influencia de los efectos de individuales de las presiones parciales de H₂, CO, CO₂ y H₂O también se evaluó. De forma que, por ejemplo, se añadió CO₂ y H₂O al gas de alimentación, manteniendo la presión parcial de los otros componentes constante. De estos estudios se determinó que:

1. La velocidad de reacción FT es muy dependiente de la presión parcial del H₂, a muy bajas concentraciones del mismo, y esto fue hecho controlando la presión parcial de H₂ (Dry, 1972).
2. La velocidad de reacción disminuyó marcadamente por la presión parcial del agua
3. La presión parcial del CO₂ no tiene influencia directa en la velocidad de reacción

De lo anterior, se determinó una ecuación de velocidad de reacción satisfactoria para el catalizador de hierro:

$$r = \frac{mp_{H_2} p_{CO}}{p_{CO} + ap_{H_2O}} \quad (4.21)$$

El valor de m incluye la temperatura, energía de activación y la carga de catalizador por unidad de volumen de reactor. La ecuación de velocidad se encontró aplicable para operaciones FT de baja temperatura en lecho fijo y fluidizado, y operaciones FT de alta temperatura de lecho fluidizado. Se puede ver que cuándo la conversión es baja, la ecuación de velocidad se simplifica a

$$r = mp_{H_2} \quad (4.22)$$

El CO₂ no tiene un efecto directo en la velocidad de reacción, pero sí tiene una influencia directa en las presiones parciales del H₂, CO y H₂O por la reacción WGS y se tiene que tomar en cuenta cuando se modela un sistema FT. El efecto perjudicial de la presión parcial del H₂O en la velocidad de reacción se relaciona al hecho de que el hierro es sensible a la oxidación con agua y que con altas presiones parciales de H₂O se tiene una mayor ocupancia de los sitios de superficiales activos. La ecuación de velocidad deducida en Sasol es idéntica a la obtenida anteriormente por Anderson (1956). Es de interés general señalar que a pesar de las diferentes aproximaciones utilizadas en la “derivación mecanística” de la ecuación de velocidad, los resultados finales son los mismos (Dry, 1996 y Dry, 1976). Esto muestra que la cinética no puede ser utilizada como una “prueba concluyente de un mecanismo de reacción en particular (Dry, 1996).

Para procesos FT de baja y alta temperatura utilizando catalizadores de hierro la conversión se incrementa con la disminución del tamaño de partícula del catalizador. Como ya se mencionó, la

superficie del catalizador está cubierta con productos FT de alto peso molecular. En los procesos FT de baja temperatura, los poros están probablemente llenos de una emulsión cera-gas. Estas observaciones indican que las limitantes de difusión están presentes bajo las condiciones FT. Estos factores están incorporados dentro de las constantes de velocidad de reacción (Dry, 1996). Las velocidades de difusión a través de las ceras sobre/en el catalizador es proporcional a los gradientes de concentración en las ceras líquidas, pero estos gradientes son por supuesto dependientes de la velocidad de reacción FT en la superficie del catalizador.

A pesar de que existe una planta industrial de lecho fijo en la que se utiliza catalizador de Cobalto (Shell) y reactores a escala de demostración de lecho slurry (Exxon y Sasol) con catalizadores de cobalto, aparentemente no ha sido publicada información cinética de este catalizador. Se han publicado diversas ecuaciones cinéticas deducidas de experimentos a escala piloto. Estas ecuaciones han sido revisadas continuamente (van der Laan, 1999, Yates, 1991, Jager, 1995 y van Steen, 1999), y como un ejemplo aquí se presentan dos de ellas:

$$r = \frac{ap_{CO} p_{H_2}^{0.5}}{(1 + bp_{CO} + cp_{H_2}^{0.5})^2} \quad (\text{Sarup, 1989}) \quad (4.23)$$

$$r = \frac{kp_{CO} p_{H_2}}{(1 + bp_{CO})^2} \quad (\text{Yates, 1991}) \quad (4.24)$$

El efecto de la presión total en la actividad del catalizador de cobalto utilizando diversas ecuaciones cinéticas publicadas ha sido estudiado (Jager, 1995). Para algunas de las ecuaciones, un incremento en el porcentaje de conversión con un incremento de la presión total es relativamente pequeño, mientras que con otras predicen un gran incremento de conversión. Las investigaciones de Sasol han demostrado que la ecuación de Setterfield se ajusta los datos experimentales satisfactoriamente (van Berge, 1997).

Es de hacer notar que, en las diferentes ecuaciones cinéticas propuestas para el catalizador de cobalto, el término de la presión parcial del agua no está presente. Mientras que el hierro es sensible a la oxidación con agua bajo condiciones FT, el cobalto es un metal más resistente a la oxidación, es decir, la ocupancia de la superficie metálica de cobalto por iones o átomos oxígeno será mucho menor que en el caso de los catalizadores de hierro y esto podría tomarse en cuenta para la ausencia de del término de la presión parcial del H₂O. Este aspecto da al catalizador de cobalto una gran ventaja de actividad sobre los catalizadores de hierro.

4.3.3 Mejoramiento de los productos

Se pueden utilizar procesos de refinación convencional para el mejoramiento de productos líquidos y ceras producidos en la síntesis FT. El número de procesos utilizados en el mejoramiento de productos FT son: el Hidrocraqueo de ceras, el hidrotreatmento de destilados, el reformado catalítico el hidrotreatmento de la nafta, la alquilación y la isomerización. Los combustibles producidos por el proceso FT son de alta calidad debido a su bajo contenido de aromáticos y nulo contenido de compuestos de azufre. Las corrientes de productos se componen de diferentes combustibles: GLP, gasolina, diesel, turbosina. Las definiciones y convenciones

para la composición y nombres de los diferentes combustibles que son obtenidos en proceso de refinación de crudo se presentan en la tabla 4.14

Tabla 4.14 Nombres y composición para distintos tipos de combustibles

Nombre	(inglés)	Componentes
Gas combustible	(Fuel gas)	C_1-C_2
GLP	(LPG)	C_3-C_4
Gasolina	(Gasoline)	C_5-C_{12}
Nafta	(Naphtha)	C_8-C_{12}
Querosina	(Kerosene, Jet fuel)	$C_{11}-C_{13}$
Diesel	(Diesel, Fuel oil)	$C_{13}-C_{17}$
Destilados intermedios	(Middle distillates, Light gas oil)	$C_{10}-C_{20}$
Ceras suaves	(Soft wax)	$C_{19}-C_{23}$
Ceras medias	(Medium wax)	$C_{24}-C_{35}$
Ceras pesadas	(Hard wax)	C_{35}^+

La fracción de diesel tiene un alto valor de índice de cetano lo que le confiere propiedades de combustión superiores y menores emisiones.

4.4 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se realizó un estudio del desarrollo histórico del proceso de conversión de Gas a Líquidos. El proceso consta de tres etapas de procesamiento o secciones, que son: (1) producción de gas de síntesis, (2) la síntesis de Fischer-Tropsch, y (3) el refinado o mejoramiento de productos.

El gas de síntesis se puede obtener de diversas materias primas como el gas natural, u otros hidrocarburos, o por la gasificación de carbón, coque o biomasa. Para la producción del Syngas a partir de gas natural se puede utilizar el Reformado con Vapor (RV) o la Oxidación Parcial (POX), o una combinación de ambos, conocida como Reformado Autotérmico (ATR), el cual, es la opción más utilizada por las compañías involucradas en el desarrollo de la tecnología GTL.

La sección de síntesis Fischer-Tropsch es el corazón del proceso de conversión de Gas a Líquidos, en esta se hace reaccionar el gas de síntesis producido en el paso anterior para la producción de hidrocarburos de diferentes longitudes de cadena. Para el proceso se utiliza catalizador a base de hierro o cobalto que trabajan con diferentes relaciones de hidrógeno a monóxido de carbono y producen distribuciones diferentes de productos. Con el catalizador de hierro se puede trabajar en dos intervalos de temperatura, alta y baja, y para el catalizador de cobalto sólo se puede utilizar el intervalo de baja temperatura. Los reactores desarrollados para llevar a cabo la síntesis FT se dividen en dos grandes grupos, los de lecho fijo (únicamente los de lecho multitubular empacado) y los reactores de lecho móvil (en estos se encuentra el mayor desarrollo actual), y en ambos tipos de reactor se utilizan los dos catalizadores. Otros aspectos

importantes de la síntesis FT es la selectividad, las consideraciones termodinámicas y la cinética de reacción, los también fueron revisados.

El mejoramiento de productos FT utiliza procesos bien conocidos de la refinación, y son utilizados para obtener combustibles u productos de la misma industria, con una calidad Premium.

El proceso de conversión de Gas a Líquidos ha tenido un gran desarrollo tecnológico, que ha permitido generar diversos estudios para el mejoramiento de catalizadores, procesos, condiciones de operación, comprensión del mecanismo de reacción entre otros. Actualmente existe un fuerte interés para continuar el desarrollo de la tecnología, y en el siguiente capítulo se revisaran los procesos utilizados industrialmente o propuestos por diversas compañías involucradas en el desarrollo de la tecnología.

4.5 Bibliografía

1. **Dry, M.E., (2004)** *Present and future applications of the Fischer-Tropsch process*; Applied Catalysis A: General, Volumen 276, Números 1-2, 25 Noviembre 2004, Páginas 1-3
2. **Dry, M.E., (2002a)**, *Fischer-Tropsch synthesis - Industrial*, En Encyclopedia of catalyst, Edit. John Wiley & sons, consulta en línea
3. **Dry, M.E., (2002b)**, *The Fischer-Tropsch Process: 1950-2000*, Catalysis Today, pág. 227-241
4. **Dry M.E. (2001)**, *High quality diesel via fischer-Tropsch process—a review*, J. Chem. Technol. Biotechnol. Vol. 77, pág. 43-50
5. **Dry, M.E. (1996)**, *Practical and theoretical aspects of the catalytic Fischer-Tropsch process*, Applied Catalysis A: General, Volumen 138, número 2, 9 de Mayo 1996, Páginas 319-344
6. **Dry, M. E. (1990)**, *The fischer-tropsch process - commercial aspects*, Catalysis Today, Volumen 6, número 3, enero de 1990, Páginas 183-206
7. **Dry, M.E., (1982)**, *Hydrocarbon processing*, página 121
8. **Dry, D. (1976)**, *Industrial Engineering Chemical Production Research & Development*, volumen 15, páginas 690-705
9. **Epinoza, A. P. y otros (1999)** *Low temperature Fischer-Tropsch synthesis from a Sasol perspective*, Applied Catalysis A: General, Volumen 186, números 1-2, 4 de Octubre de 1999, Páginas 13-26
10. **Geerlings, J. J. C. Y otros, (1999)** *Fischer-Tropsch technology - from active site to commercial process*, Applied Catalysis A: General, Volumen 186, Números 1-2, 4 de Octubre de 1999, Páginas 27-40.
11. **Gray, D., y Tomlison, G., (1997)**, *A technical and economic comparison of natural gas and coal feedstocks for Fischer-Tropsch synthesis*, Studies in Surface Science Catalysis, volumen 107, páginas 145-150
12. **Jager, J., I, (1990)** *Catalysis letters* volumen 7, páginas 289-308
13. **Jager, B, y Espinoza, R. (1995)** *Advances in low temperature Fischer-Tropsch synthesis*, Catalysis Today, Volumen 23, Número 1, 25 de enero de 1995, Páginas 17-28

- 14 **Hyun-Seob, S.** y otros, (2003) *Multiplicity and sensitivity analysis of Fischer-Tropsch bubble column slurry reactors: plug-flow gas and well-mixed slurry model*, Chemical Engineering Science, Volumen 58, Número 12, Junio del 2003, Páginas 2759-2766
- 15 **Kaneko, E. G.** y otros, (2003) *Coal liquefaction*, Ullman's encyclopedia of Industrial chemistry, Wiley-VCH, sexta Edición, Alemania
- 16 **Kuipers, E., W.** y otros, (1995) *Chain Length Dependence of [alpha]-Olefin Readsorption in Fischer-Tropsch Synthesis*, Journal of Catalysis, Volume 152, Issue 1, March 1995, Pages 137-146
- 17 **Kuipers, E., W.** y otros, (1996) *Non-ASF Product Distributions Due to Secondary Reactions during Fischer-Tropsch Synthesis*, Journal of Catalysis, Volumen 158, Número 1, enero de 1996, Páginas 288-300
- 20 **Puskas, I.** (1995), "Natural gas to syncrude: Making the process pay off", Chemtech, pp 43-49
- 21 **Rentech**, (1998) *Equity Research Fischer-Tropsch technology, Reporte de la compañía, 18 de diciembre de 1998, EE. UU., 59 páginas.*
- 22 **Rostrup-Nielsen, J. R.**, (2002), "Syngas in perspective", Catalysis Today, Vol. 71, pp 243-247
- 23 **Sarup, A.**, (1989) *Canadian journal of chemical engineering* volumen 67, páginas 53-69
- 24 **Schulz, H.**, (1999a) *Short history and present trends of Fischer-Tropsch synthesis*, Applied Catalysis A: General, Volumen 186, Números 1-2, 4 de Octubre de 1999, Páginas 3-12
- 25 **Schulz, H.**, y **Claeys, M.**, (1999b) *Kinetic modelling of Fischer-Tropsch product distributions*, Applied Catalysis A: General, Volumen 186, Números 1-2, 4 de Octubre de 1999, Páginas 91-107
- 26 **Sie, S. T.**, y **Krishna** (1999), *Fundamentals and selection of advanced Fischer-Tropsch reactors*, Applied Catalysis A: General, Volumen 186, Números 1-2, 4 de Octubre 1999, Páginas 55-70
- 27 **Sie, S. T.**, y otros (1991), *Conversion of natural gas to transportation fuels via the shell middle distillate synthesis process (SMDS)*, Catalysis Today, Volumen 8, número 3, 17 de enero de 1991, Páginas 371-394
- 28 **Syntroleum**, (2000), *Development of the modern Fischer-Tropsch technology 1958-1999*, Agosto 29 del 2000, presentación de la compañía, disponible en www.syntroleum.com
- 29 **Steynberg, R. L.** (1999) *High temperature Fischer-Tropsch synthesis in commercial practice*, Applied Catalysis A: General, Volumen 186, Números 1-2, 4 de Octubre de 1999, Páginas 41-54
- 30 **van Steen, E. V.** y **Prinsloo, F. F.**, (2002) *Comparison of preparation methods for carbon nanotubes supported iron Fischer-Tropsch catalysts*, Catalysis Today, Volumen 71, Números 3-4, 15 de enero del 2002, Páginas 327-334
- 31 **van Steen, E. V.** y **Schulz, H.**, (1999) *Polymerisation kinetics of the Fischer-Tropsch CO hydrogenation using iron and cobalt based catalysts*, Applied Catalysis A: General, Volumen 186, números 1-2, 4 de Octubre de 1999, Páginas 309-320
- 32 **van Berge, P. J.** y otros (2000) *Oxidation of cobalt based Fischer-Tropsch catalysts as a deactivation mechanism*, Catalysis Today, Volume 58, Issue 4, 26 May 2000, Pages 321-334
- 33 **van Berge, P. J.** y **Everson R. C.**, (1997) *Cobalt as an alternative Fischer-Tropsch catalyst to iron for the production of middle distillates*, Surface Science Catalysis, volumen 107 páginas 207-212
- 34 **Van der Laan, G. P.**, y **Beenackers, A. C. M.** (2000), *Intrinsic kinetics of the gas-solid Fischer-Tropsch and water gas shift reactions over a precipitated iron catalyst*, Applied Catalysis A: General, Volumen 193, Números 1-2, 28 Febrero del 2000, Páginas 39-53

35. **Vosloo**, A. C., (2001), “*Fischer-Tropsch: a futuristic view*”, Fuel Processing Technology, Vol. 71, pp 149-155
36. **Wilhem**, D. J. Y otros, (2001), “*Syngas production for gas-to-liquid applications: technologies, issues and outlook*”, Fuel Processing Technology, Vol. 71, pp 139-148
37. **Yates**, A., (1991) *Energy fuels*, volumen 5, páginas 146-158

Capítulo 5: Utilización Actual y futura del proceso GTL

5.0 Introducción

En este capítulo se analiza la tecnología GTL que ha sido considerada como una fuente alternativa de suministro de combustibles líquidos para el transporte y de productos petroquímicos, además de ser una forma de uso del Gas Natural más eficiente debido a su versatilidad, desarrollo de proceso, y los factores económicos y ambientales que lo hacen un combustible sustentable para el futuro. También se presentan las plantas que actualmente se encuentran bajo operación, su capacidad y procesos específicos utilizados, así como su localización, terminando con una presentación de los proyectos que se están desarrollando o se encuentran en las primeras etapas de este desarrollo.

5.1 El GTL: fuente alternativa para producir combustibles y otros productos

A nivel mundial los factores que gobiernan el mercado de los energéticos son diversos (capítulos 1 y 2), debido principalmente a la naturaleza estratégica de las fuentes de energía para el desarrollo de los países. También, los aspectos relacionados con la diversificación de fuentes de energía tienen que considerar el área ecológica y ser asimilados para asegurar un desarrollo sustentable.

Entre los primeros trabajos que dieron origen al término de *crudo sintético* esta la explotación de los depósitos de arenas de alquitrán en Alberta, Canadá, que son utilizados por Syncrude y Suncor. Estas arenas de alquitrán contienen aproximadamente 12% en masa de bitumen y es necesario procesar 15 toneladas de arena para obtener una tonelada de crudo. Este crudo producido es altamente aromático y no es apropiado para la producción de combustibles, como el diesel de índice de cetano alto u olefinas ligeras para la industria petroquímica. La recuperación de aceite esquistoso actualmente no se practica y su futuro no es muy promisorio, aunque de acuerdo a las últimas revisiones de las reservas de petróleo ya han sido considerados como parte de las reservas petroleras de Canadá, y han subido a éste entre los que poseen las mayores reservas de hidrocarburos, ya que sólo cuenta con 4 billones de barriles de petróleo convencional, pero 174 billones de barriles de crudo equivalente en la forma de arenas bituminosas (Oil & Gas J, 2005).

Las reservas de gas natural probadas a nivel mundial, se encuentra muy lejos de los mercados (capítulo 2) y se localizan en campos donde su explotación resulta muy poco atractiva para la construcción de gasoductos largos que resultaría costosa además de que políticamente implican muchos riesgos, cuando una línea atraviesa diferentes países. La figura 5.1 presenta la distribución por número de campos y sus reservas probadas de GN.

La Licuefacción del Gas Natural (GNL) y su transporte en buques tanque, especialmente diseñados es ineconómica para grandes distancias además de requerir de contratos de suministro a largo plazo para asegurar la construcción de plantas de licuefacción en los países productores y de terminales de regasificación en los destinos comerciales, aunque estos problemas ya fueron revisados en el capítulo 2. México a seguido la política de importación de GNL.

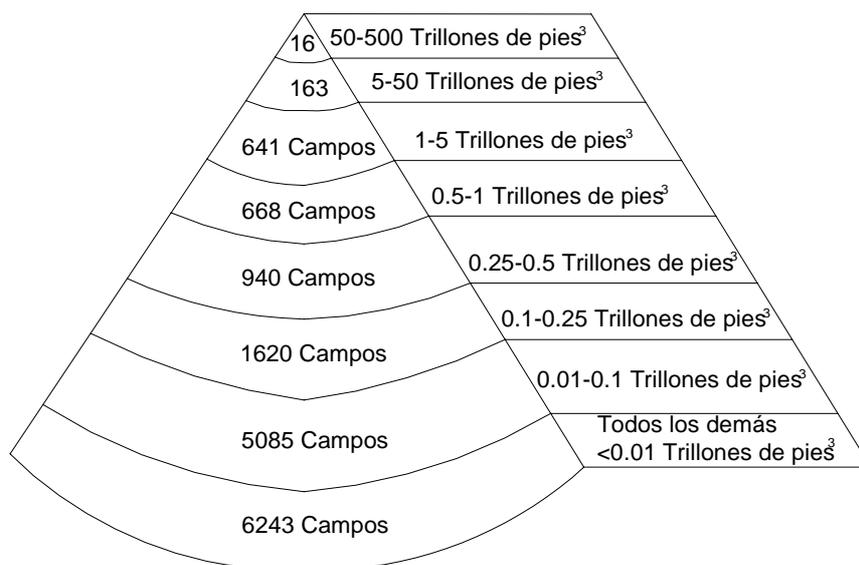


Figura 5.1 Distribución de campos de GN por su contenido de reservas

Fuente: Syntroleum, 2004

Actualmente se ha renovado el uso de la Síntesis Fischer-Tropsch para convertir el gas natural en productos líquidos mediante el proceso GTL y su posterior embarque en buques tanque convencionales.

Por otro lado, en los campos petroleros que contienen grandes porcentajes de gas asociado, estos no pueden ser explotados debido a los problemas del manejo de GN, el cual puede ser reinyectado a los mismos campos o quemado, lo cual resulta inaceptable en la actualidad y representa penalizaciones a nivel internacional por la emisión de gases de efecto invernadero. De nueva cuenta, el convertir este gas en hidrocarburos líquidos es una solución, que permitiría su explotación.

Cómo ya se presentó el capítulo anterior, el proceso GTL comienza con la transformación del GN en syngas, y este a su vez, (figura 3.1, del lado derecho hacia la izquierda) puede ser transformado en Metanol, y este a su vez, en Gasolina o DME, los cuales pueden ser utilizados como combustibles alternativos. El Metanol podría ser utilizado como combustible directamente en los vehículos automotores, pero sería necesario el reemplazar los motores de combustión interna actuales y los sistemas de distribución y almacenamiento, aunado a que la economía de vehicular también sería afectada por el bajo poder calorífico del metanol. Aunque la opción de convertir el GN en Metanol es una alternativa atractiva que está siendo utilizada en países como Brasil, para el resto del mundo se requeriría de grandes modificaciones de infraestructura; además el alcohol (metanol) utilizado proviene de la fermentación de azúcares y existiría el peligro de transformar zonas monocultivo que podrían seguir siendo utilizadas como pluricultivo, o bien, por otra parte se crearía un superávit de azúcar en el mundo.

La siguiente opción podría ser el separar el Hidrógeno del Syngas y utilizarlo directamente una celda de combustible, pero el grado de desarrollo tecnológico es aún básico y se espera que hasta dentro de 40 o 50 años se tenga la tecnología lo suficientemente desarrollada para hacer uso de este hidrógeno.

La tercera línea de uso del syngas es la metanación, pero de nueva cuenta se obtendría un producto en estado gaseoso, difícil de manejar y transportar. Este tipo de proceso se utiliza para la producción de gas combustible a partir de otras fuentes como carbón o residuo pesado de petróleo.

La línea final sería la utilización de la síntesis FT para la producción de crudo sintético, el cual es el proceso bajo estudio de esta tesis. Existe mucho trabajo desarrollado para hacer más eficiente este proceso, integrado en sus tres etapas: Generación de Syngas → Síntesis FT → Mejoramiento de producto, pero en donde se pierde mayor energía es en la primera etapa, teniendo que las eficiencias térmicas para tres de los procesos anteriores es (Rostrup-Nielsen, 1994):

MTG Gasolina	58%
Síntesis FT	63-65%
Metanol	72%

Las plantas alemanas que operaron entre 1935 y 1945 se construyeron debido a que Alemania no posee campos petroleros y existía una percepción mundial de que las reservas de crudo eran muy limitadas. Debido a esto, la investigación y el desarrollo del proceso FT se continuó después de la Segunda Guerra Mundial en EE. UU. y otras partes del mundo.

Sudáfrica tampoco posee campos petroleros, pero sí enormes depósitos de carbón, y con la suposición de que el precio del petróleo se podría incrementar debido a la disminución de las reservas se decidió que el proceso FT basado en carbón era una opción viable para la obtención de combustibles en ese país. La compañía Sasol (de Sudafricana) recopiló las experiencias de Alemania y EE. UU. y construyó una planta para la producción de combustibles sintéticos líquidos mediante el uso de la síntesis FT. Ésta fue la primera planta de Sasol de producción de combustibles sintéticos e inició operaciones en 1955, y fue instalada en Sasolburg. Con el descubrimiento de grandes reservas de petróleo en Medio Oriente, el precio del petróleo no se incrementó y la sobrevivencia de la planta de Sasolburg se debió a la producción de productos petroquímicos de alta calidad y precio.

Debido al embargo petrolero de la década de 1970 los precios del petróleo se incrementaron dramáticamente y esto favoreció la construcción de dos nuevas plantas de producción de combustibles sintéticos de mayor capacidad por parte de Sasol en Secunda, Sudáfrica, e iniciaron operaciones en 1980 y 1982, cuando el precio del petróleo era aproximadamente de 30 US\$/barril.

En 1987 el gobierno de Sudáfrica constituyó una nueva empresa paraestatal (Mossagas, posteriormente Petrosa) que se dedicará a la producción de combustibles sintéticos a partir de Gas Natural, el cuál se producía costa afuera de la Bahía de Mossel en Sudáfrica; ésta planta inició operaciones en 1992. Para los mismos años, la compañía Shell comenzó la construcción de una Planta GTL en Bintulú, Malasia, que inició operaciones en 1993. Cuando éstas plantas entraron en operación el precio de petróleo había caído aproximadamente a 15US\$/barril y en consecuencia en su inicio de operaciones tuvieron un desempeño económico limitado.

Las anteriores son las plantas que actualmente se encuentran en operación a escala comercial y la tabla 5.1 presenta un resumen de sus características. Las plantas existentes, las que se encuentran

en la etapa de construcción, o de desarrollo de proyecto se presentaran más adelante con mayor detalle en este capítulo.

Tabla 5.1 Plantas comerciales en operación de producción de crudo sintético y especialidades.

Propietario (localización)	Producto	Materia Prima	Capacidad b/d	Proceso	Inicio de operación	Comentarios
Sasol I ⁽¹⁾ (Sasolburg, Sudáfrica)	Combustibles y especialidades	Carbón	5,600	Sasol	1955	
Sasol II y III ⁽¹⁾ (Secunda, Sudáfrica)	Combustibles y especialidades	Carbón	124,000	Sasol	1982 y 1984	
Petrosa (Sudáfrica)	Combustibles y especialidades	GN	30,000	Sasol	1992	
Shell (Bintulu, Malasia)	Especialidades	GN	11,500-15,000	Shell SMDS	1993 y 1999	Un accidente en la ASU origino su paro 1997 y su re-arranque con mejoras en 1999 con un incremento en su capacidad

Fuente: Construcción propia con distintas fuentes; **Notas** (1) En algunas referencias se presenta la capacidad total instalada de Sasol de producir 175,000 b/d.

5.2 Principales características del proceso GTL

El GTL posee ventajas y desventajas con respecto a los otros posibles usos del Gas Natural, en este apartado se hace un análisis de las principales características del uso de esta tecnología para el aprovechamiento de este recurso.

5.2.1 Productos

Los combustibles sintéticos obtenidos del proceso GTL con respecto a los producidos a partir de petróleo por los métodos de refinación convencionales son de más alta calidad, debido a que los primeros contienen concentraciones de aromáticos bajas, y las de compuestos orgánicos de azufre y nitrógeno son prácticamente nulas, y de metales pesados inexistentes o están completamente libres. Estos combustibles pueden ser vendidos como de calidad Premium.

Para 2002, el Departamento de la Defensa de EE. UU. financió las pruebas piloto de una de las compañías (Syntroleum) involucradas en el desarrollo de la tecnología para la obtención de un combustible sintético para su uso en el campo de batalla en sus vehículos pesados y aviones de combate, debido a que su densidad es menor y tiene un contenido energético mayor por unidad de volumen que el combustible convencional que está siendo actualmente utilizado por la marina de ese país (Byfleet, 2002a).

La compañía Shell ha realizado diversas pruebas en conjunto con diversos fabricantes de automotores, para determinar la eficiencia del uso de los combustibles FT en vehículos

convencionales, teniendo un desempeño satisfactorio, pero no sorprendente, debido a que el alto índice de cetano del producto (altamente lineal) es adecuado para su uso en los motores convencionales. Para un desempeño sorprendente es necesario el diseño y uso de un nuevo motor diesel de mayor eficiencia (Tullo, 2003 y Byfleet, 2002b).

A pesar de que se podría creer que el uso de este tipo de combustible empujaría el desarrollo tecnológico de los motores hacia otros de mayor eficiencia y menores emisiones contaminantes, este tan sólo es uno de los factores que ha impulsado ese desarrollo. La nueva generación de motores Diesel que requerirán de un combustible de mejor calidad ya están siendo probados y se conocen como tecnología de combustión de carga compresión-ignición homogénea (HCCI) con emisiones ultra-bajas de óxido de nitrógeno y de materia particulada (GTLN, 2004a).

El producto FT también puede ser utilizado para mejorar la calidad de producto convencional que se encuentra fuera de especificación, como se presenta en un estudio realizado por la Comisión de Energía de California (EE. UU.) en el cual se demostró que una mezcla que contenga un tercio de diesel FT en diesel convencional brindaría importantes beneficios en los motores actuales debido a sus nulo contenido de compuestos de azufre (Peckam, 2003a).

Por otro lado, las olefinas producidas en la síntesis FT son principalmente 1-alcenos lineales, los cuales constituyen una fuente valiosa de estos compuestos para la industria química y petroquímica; específicamente para la fabricación de intermedios de los surfactantes como los alquilbencenos lineales o alcoholes lineales. Si se controlan las características del proceso se podría maximizar la obtención de parafinas ligeras a ser utilizadas en otros procesos.

5.2.2 Versatilidad del proceso GTL

Aún bajo operación con condiciones óptimas, en el proceso GTL, y más en específico, la síntesis FT, se obtendrá un amplio intervalo de productos, algunos deseados, (α -olefinas lineales, etc.) y otros indeseables, (metano y otros ligeros). Este amplio espectro de productos puede ser un aspecto negativo del mismo proceso, a pesar de que se tenga un buen control de las condiciones de operación y de la aplicación de varios re-procesos corriente abajo. Controlando factores como la probabilidad de crecimiento de cadena (α), el tipo de catalizador empleado (Fe ó Co) o la temperatura y presión bajo la cual se opera el proceso se podrá maximizar cierta fracción de productos, caso de las plantas de Sasol y de Shell en la actualidad, que más que productoras de combustibles, son reconocidas como proveedoras de especialidades para la industria.

Los principales productos del proceso GTL son: combustibles (gasolina y diesel, entre otros) y productos petroquímicos básicos, y a continuación se presentan:

Gasolina

Para maximizar la producción de gasolina los reactores deben ser operados a temperaturas de 340°C con catalizadores de hierro. El corte directo de gasolina producido es del 40%. Debido a que este corte está constituido predominantemente de hidrocarburos lineales y el contenido de aromáticos es bajo, se obtiene producto de bajo octanaje. Para incrementar el número de octano se tiene que hidrotratar para convertir los alquenos y oxigenados en alcanos. El corte de alcanos C_5/C_6 puede ser isomerizado a alcanos ramificados, por ejemplo con el proceso Penex de UOP. El corte de alcanos C_7/C_{10} puede ser reformado catalíticamente hacia una mezcla de hidrocarburos ramificados y aromáticos. Para incrementar la eficiencia de los alquenos C_3/C_4 ,

que constituyen cerca del 20% del producto total, éstos pueden ser oligomerizados sobre un catalizador ácido no selectivo, para producir alquenos ramificados, es decir, gasolina de alto octanaje. Existe, sin embargo, un movimiento a nivel mundial para alejarse de un alto contenido de alquenos y aromáticos pesados en la gasolina, de forma que esta gasolina oligomerada debe de ser hidrogenada hacia alcanos, con un menor número de octano. Como resultado de las nuevas regulaciones de gasolina, en las cuales también se ha especificado la no adición de compuestos de plomo, se ha hecho necesario añadir otros compuestos alternativos mejoradores de octanaje tales como los alcoholes y éteres (p. ej. metanol o metil terbutil éter). A partir de que en el proceso FT de alta temperatura se producen muy poco metanol o ter-butenos, pero si una gran cantidad de propeno, la producción de alcohol di-isopropílico a partir de propeno y agua es una alternativa factible para la producción de MTBE (Dry, 2001). Debido al gran número de operaciones involucradas en la producción de gasolina ambientalmente más aceptable por el proceso FT no es visto como atractivo en el presente.

Diesel

La producción de diesel de alta calidad por la síntesis FT se prefiere respecto a la de gasolinas debido a los diversos factores que desmeritan la producción de éstas, como son la alta linealidad y el bajo contenido de aromáticos, que a su vez, son factores positivos para tener un alto número de cetano. Para una mayor producción de diesel de muy alta calidad, los reactores FT se operan a 3 MPa y 200°C con catalizadores de cobalto. El corte de diesel producido es cercano al 20% del producto total, y debido a que es predominantemente lineal el número de cetano obtenido es de 75 (el número de cetano comercialmente requerido es de 40 a 50). Los reactores de lecho slurry FT son operados para maximizar la producción de ceras debido a que con un hidrocrqueo suave de las ceras contribuye considerablemente a la producción de diesel. Existen dos razones para operar los procesos FT a altas presiones, la selectividad de ceras se incrementa con la presión y el grado de ramificación disminuye. El hidrocrqueo de la cera con catalizador estándar bifuncional fue investigado en la división de I+D de Sasol durante la década de 1970 (Dry, 1982). El hidrocrqueo suave catalítico de las ceras dio una eficiencia de diesel del 80%, 15% de nafta y 5% de gases C₁-C₄. El corte de producto más pesado que el diesel era recirculado hasta su desaparición. Existe sin embargo un fuerte incentivo para mejorar la selectividad de la operación de hidrocrqueo de ceras para incrementar la eficiencia de los cortes de diesel. Alguna ramificación de las cadenas pueden ocurrir durante la operación de hidrocrqueo de la cera y el número de cetano del diesel producido es un poco menor del obtenido directamente del proceso FT. El corte de diesel sin embargo se produce con un número de cetano de 70. Debido a las condiciones suaves de hidrocrqueo, el contenido de aromáticos en el diesel es muy bajo. La nafta producida en el proceso de hidrocrqueo de la cera esta constituida exclusivamente de alcanos y es una excelente materia prima para la producción de etileno por craqueo con vapor.

En principio, podría ser posible un incremento de la eficiencia de diesel por la oligomerización de los alquenos C₃-C₆ sobre una zeolita ácida de tamaño de poro intermedio tal como ZSM-5. El uso de tal catalizador limita la ramificación de los productos oligomerizados a ramas metilo, y esto resulta en un número de cetano del diesel producido de 50. Debido al bajo nivel de alquenos de los productos FT C₃-C₆ cuando se utiliza catalizador de cobalto esta opción probablemente no es viable. Para los procesos FT de alta temperatura con catalizador de hierro, sin embargo, que produce una mayor cantidad de alquenos C₃-C₆ (tablas 4.9 y 4.10) hace la producción de diesel por oligomerización más factible. La cantidad global, así como el número de cetano del

diesel, es menor que el producido por la ruta del proceso FT de baja temperatura en lechos slurry.

Productos químicos

Para producir una gran cantidad de 1-alquenos las condiciones requeridas son las mismas que para el caso para maximizar la producción de gasolina, catalizador de hierro a altas temperaturas. Como los 1-alquenos purificados son vendidos como productos petroquímicos estos podrán alcanzar precios más altos que, si sólo, son vendidos como combustibles. El eteno va hacia la producción de polietileno, policloruro de vinilo (PVC), etc., el propeno a propileno, acrilonitrilo, etc., el buteno lineal a butadieno, y los 1-C₅ a 1-C₈ son usados comúnmente en la producción de polietileno. Una ventaja de extraer los 1-C₅ a 1-C₈ de las corrientes de productos FT es que esto mejora la calidad de los cortes de gasolina partiendo que el número de octano de estos productos lineales es bajo.

Con muy poca o ninguna purificación de las materias primas FT los 1-alquenos de cadena larga pueden ser convertidos selectivamente a alcoholes por hidroformilación utilizando complejos de cobalto homogéneo como catalizador. Considerando que los alcoholes tienen puntos de ebullición más elevados que los cortes de hidrocarburos producidos, la separación por destilación es una operación sencilla. Los alcoholes C₁₂-C₁₄ obtenidos son usados en la producción de detergentes biodegradables. Los procesos FT de baja temperatura (reactores FT con lecho fijo o slurry utilizando catalizador de hierro o cobalto) producen predominantemente alcanos de larga cadena. Después de una hidrofinación catalítica los aceites y los varios grados de ceras son vendidos a altos precios. En plantas FT que utilizan carbón, el proceso de gasificación del mismo, produce cantidades significativas de fenol, cresol y amoníaco, los cuales son extraídos purificados y vendidos. Las fracciones pesadas de alquitrán son convertidas a coque.

5.2.3 Aspectos ambientales de los procesos y productos GTL

Partiendo de que todos los compuestos de azufre y nitrógeno son removidos corriente arriba de la producción de syngas antes de ser alimentados a los reactores FT, las gasolinas y diesel producidos están libres de estos compuestos. Los gases gastados de las máquinas de combustión que ocupan estos productos están libres de emisiones de SO₂ y las de NO_x son mucho menores. La gasolina FT de procesos de alta temperatura contiene menos del 5% de aromáticos y el contenido de aromáticos es muy bajo. Esta es una ventaja sobre la gasolina obtenida del petróleo crudo desde un punto de vista ambiental. El contenido de alquenos de la gasolina FT de alta temperatura es cercano al 70% el cual es demasiado alto. Para hacer la gasolina ambientalmente aceptable el nivel de alqueno se debe disminuir y el número de octano se debe incrementar por otros medios (como se discutió en el punto anterior).

La eficiencia de un motor diesel es cercana al 44% y la en comparación a motor de gasolina de sólo el 24%. Desde el punto de vista ambiental el uso de vehículos con máquinas diesel debería ser más promovido. El diesel producido en los procesos FT de baja temperatura es de excelente calidad. El contenido de aromáticos es de aproximadamente 2% o menor en comparación con el 30% actual del diesel producido con petróleo crudo. Pruebas han mostrado que los niveles de emisión de hidrocarburos, CO, NO_x y materia particulada son respectivamente 56%, 33%, 28% y 21% menores que con el diesel de petróleo crudo. En adición se ha demostrado que el diesel FT es altamente biodegradable (Dry, 2002).

En los años anteriores se había querido reemplazar el uso de Diesel en los vehículos de carga por Gas Natural Comprimido (GNC) u otro de los llamadas combustibles alternativos, llegando al desarrollo de los vehículos híbridos (eléctricos-combustión interna) pero con la disponibilidad del diesel de muy bajo contenido de azufre que, además, reduce otras emisiones, ha elevado el interés de diversas agencias ambientales, como la de Protección al Ambiente (EPA) de EE. UU. la cual lo designo como “combustible alternativo” bajo la ley de Política Ambiental (EPAct), principalmente en estados como el de California, donde las regulaciones ambientales son estrictas y marcan parámetros internacionales (Byfleet, 2003a). Aunque para principios de este año, la designación de “combustible alternativo” ha sido cuestionada por la misma agencia debido a que las emisiones netas de gases de efecto invernadero del proceso GTL son similares a las obtenidas con Diesel convencional, alcanzando únicamente la definición de combustible “verde” más que alternativo (Peckman, 2004).

Dentro de un Análisis de Ciclo de Vida financiado por tres empresas involucradas en el desarrollo de la tecnología GTL se confirmó que las emisiones netas de gases de efecto invernadero son similares a las del crudo convencional, pero se ha pasado por alto que también los resultados de este estudio “en el análisis global los efectos de utilizar la tecnología GTL ofrecen ventajas en un intervalo de impactos ambientales”; tal es el caso de: la tecnología GTL que produce cantidades mínimas de desperdicios sólidos y/o peligrosos que la refinación de petróleo, aunque produce una cantidad un poco mayor de lodo biológico, el cual puede ser utilizado como fertilizante. Aunque las emisiones e gases de efecto invernadero en la etapa de producción son mayores en una instalación GTL que en una refinería convencional, estas emisiones no se presentan en las ciudades y pueden ser controladas en el sitio de producción. Los combustibles GTL podrán estar disponibles en el mercado durante más tiempo que sí sólo se ocupa el diesel producido a partir de crudo. Finalmente, en este estudio se utilizó una aproximación de pozo a rueda (Well-to-Wheels), el cual es empleado para evaluar el desempeño de combustibles y dentro del mismo no se consideró que de los procesos GTL también se obtienen otros productos (Peckman 2005b).

En las plantas FT a base de carbón se producen dos corrientes acuosas de desecho que deben tratarse antes de ser reutilizadas o desechadas al ambiente. La corriente de “agua cruda” es el agua condensada en la operación de gasificación. En la operación de recuperación de amoníaco y fenoles se produce una corriente de agua, la cual contiene compuestos oxigenados, aromáticos y alifáticos en bajas concentraciones, los cuales deben ser procesados en digestores biológicos aerobios. La corriente acuosa de la síntesis FT que contiene compuestos oxigenados, una vez que éstos han sido extraídos, contiene algunos ácidos orgánicos, esta corriente se une al agua de lluvia y es tratada mediante procesos biológicos. El agua tratada en los digestores es utilizada como agua de enfriamiento. La corriente “blowdown” es tratada con ceniza de carbón, la cual químicamente une el conjunto de sales y el exceso de agua se evapora. Como se mencionó en la sección 4.1 el gas de síntesis crudo se lava para remover el CO₂ y los compuestos de azufre (principalmente H₂S). La corriente de CO₂ es tratada en un proceso Sulfreen o similar donde el H₂S se oxida a azufre elemental.

En las plantas FT que utilizan Gas Natural la situación es más sencilla. El Gas natural normalmente contiene niveles muy bajos de impurezas y estas son removidas corriente arriba de la producción del Syngas. Los procesos utilizados son bien conocidos; como la conversión catalítica de los compuestos de azufre seguida por adsorción del H₂S en ZnO. Sólo se produce una corriente de gas con trazas de agua. La corriente de agua FT después de la extracción de los

compuestos oxigenados contiene sólo algunos ácidos orgánicos, los cuales pueden ser rápidamente biodegradados o purificados en digestores aeróbicos o anaeróbicos para producir agua de muy buena calidad. Una ventaja de la digestión anaerobia es que se produce metano, mientras que en la digestión aerobia solo se producen lodos.

Como ya se ha discutido, la gran ventaja de utilizar CH_4 en lugar de carbón es que la producción de syngas a partir de CH_4 es más eficiente en carbono, y por esto se produce menos CO_2 , el cual tiene que ser descargado a la atmósfera. Como el CO_2 es uno de los gases de efecto invernadero actualmente existe una importante presión de la opinión pública en el mundo para minimizar las emisiones de CO_2 .

5.2.4 Economía de los procesos FT

Actualmente el principal interés en la tecnología FT es la utilización de gas natural barato, por ejemplo de áreas muy alejadas de los mercados o donde la producción de crudo esta asociada con la producción de grandes cantidades de gas natural, el cual por razones ambientales y/o de costos, no puede ser quemado o reinyectado. La economía de convertir el gas natural en diesel de alta calidad se ha revisado en muchos estudios que han sido publicados internacionalmente; a continuación se presenta uno publicado en 2001 por Vooslo (2001, investigador de la empresa Sasol), pero el capítulo 7 presenta la evaluación económica de un proyecto GTL como planta genérica, y éste sólo se presenta aquí para mostrar que la Tasa Interna de Retorno de un proyecto GTL a gran escala es atractiva.

Una planta procesará $330,000 \text{ m}_n^3/\text{h}$ de GN para producir 1.275×10^6 ton/año de combustibles. El GN es transformado en Syngas en un reformador autotérmico. La relación H_2/CO se controla por la operación a bajas relaciones vapor/carbono y la recirculación de CO_2 al reformador. El syngas es procesado en un reactor FT slurry de baja temperatura utilizando catalizador basado en cobalto y la cera producida es hidrocraqueada bajo condiciones suaves. La inversión de capital para esta planta con dos trenes de producción es cercana a US\$900 millones (2000) o alternativamente, una planta de 30,000 barriles/día podría costar aproximadamente US\$24,000 por barril diario de producción. Las economías de escala con una planta de un solo tren disminuiría el costo a aproximadamente US\$20,000 por barril diario. Tomando el costo de gas natural a US\$0.5/MMBTU, el costo de la materia prima para producir un barril de aceite sería de US\$5. Junto con otros costos operativos el costo total de operación se estima en US\$5 por barril producido. Considerando que las pérdidas de energía del proceso son 45% para las plantas de oxígeno y reformación y de 50% en la planta FT (principalmente por la condensación del agua FT), la eficiencia térmica del proceso global se puede mejorar al utilizar el vapor de baja presión producido en la planta FT para generar electricidad. Esta opción no podría ser aplicada en áreas remotas. Debido a la alta calidad del diesel producido este incrementaría el precio de venta de los productos, con respecto a los derivados de petróleo crudo. Con precios de petróleo crudo de US\$16-18/barril se estima que el aceite derivado de un proceso FT podría alcanzar un precio de US\$22-25/barril. La tasa de retorno sobre la inversión sería del 12 al 15%.

5.3 Plantas en operación comercial

Como ya mencionó anteriormente en este capítulo sólo existen tres compañías operando plantas de producción de crudo sintético a partir de carbón y gas natural, en esta sección se van a presentar una descripción de estas plantas, para continuar con los proyectos que están bajo ejecución o en la fase de estudios de factibilidad a ser construidas y las plantas piloto existentes a

escala de demostración o semi-comerciales, para continuar en el siguiente capítulo con los desarrollos tecnológicos del proceso alcanzado por las compañías involucradas en el desarrollo tecnológico GTL.

5.3.1 Planta existentes

Planta de Sasol (Sudáfrica)

Las plantas de la compañía Sasol operan con Syngas producido a partir de Carbón. La figura 5.2 es una representación esquemática del proceso de producción del syngas a partir de carbón utilizado. Un diagrama del gasificador de ceniza seca de Lurgi se muestra en la figura 5.3.

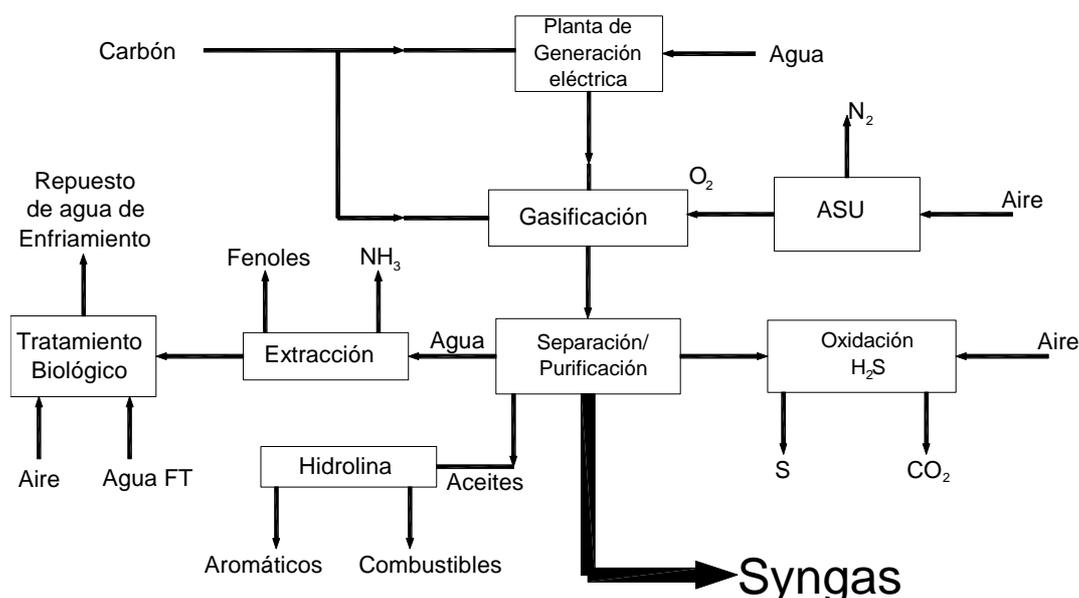


Figura 5.2 Syngas a partir de carbón

Fuente Dry, M.E., Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial en Encyclopedia of Catalysis, John Wiley and Sons, 2002

La operación del gasificador Lurgi catalítico es a contracorriente. El carbón es alimentado por la parte superior del gasificador y el oxígeno y vapor de agua por la parte inferior, las cenizas se remueven por la parte inferior del equipo. Cuando el carbón va cayendo, se desvolatiza (produciendo ceras aromáticas, aceites y naftas), posteriormente se gasifica con el vapor de agua y, finalmente, se oxida. La temperatura máxima en la sección de combustión se mantiene abajo del punto de fusión de las cenizas de carbón. La corriente de Syngas producida se enfría para condensar el agua y los aceites ricos en aromáticos y breas. El amoníaco y los fenoles se recuperan de la corriente acuosa y son, posteriormente hidrotatados. La composición molar del Syngas crudo es 39% de H₂, 21% de CO, 29% de CO₂ y 9% de CH₄, el balance esta dado por compuestos de N₂, Ar y S. Este gas se purifica con un proceso Rectisol, donde el H₂S y otros compuestos de azufre y el CO₂ se remueven en un lavador de metanol. La composición molar del Syngas, después de purificado es 56% de H₂, 31% de CO y 12% de CH₄. El contenido total de compuestos de azufre es menor a 0.03 mg/m_n³.

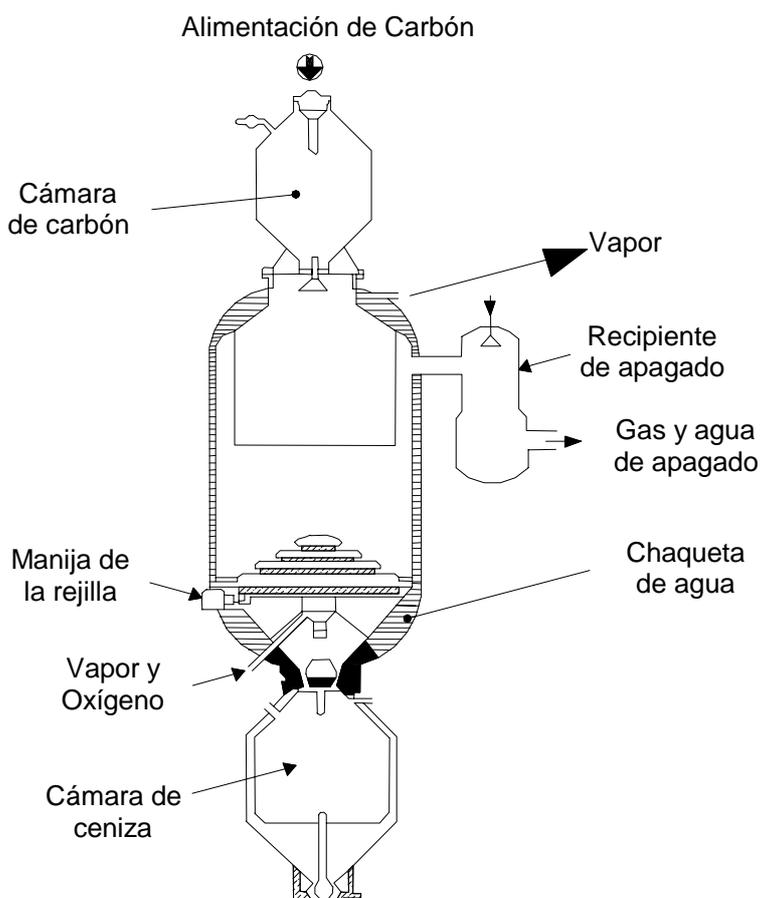


Figura 5.3 Gasificador de carbón Lurgi

Fuente Dry, M.E., "Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial" en encyclopedia of catalysis, John Wiley and Sons, 2002

La disposición de los equipos de proceso de las plantas de Sasolburg y Secunda se presenta en las figuras 5.4 y 5.5 respectivamente.

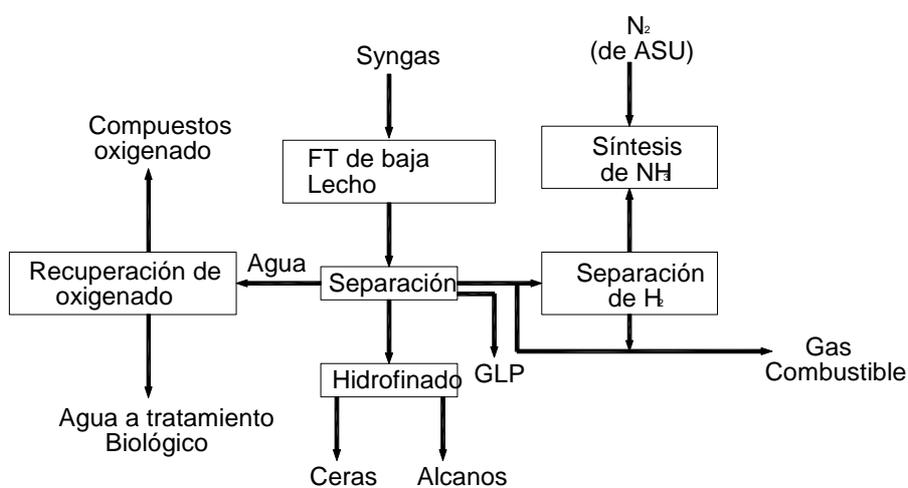


Figura 5.4 Distribución de equipos en la planta FT de Sasolburg, Sudáfrica

Fuente Dry, M.E., "Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial" en Encyclopedia of Catalysis, John Wiley and Sons, 2002

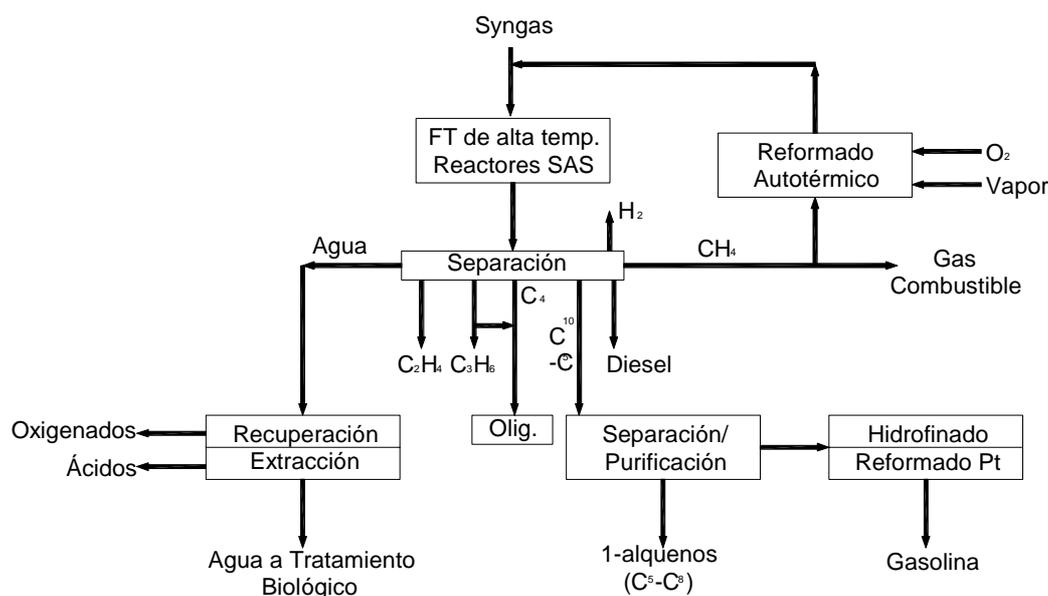


Figura 5.5 distribución de equipos en la planta FT de Secunda, Sudáfrica

Fuente Dry, M.E., "Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial" en Encyclopedia of Catalysis, John Wiley and Sons, 2002

En la planta de Sasolburg (figura 5.4) el syngas purificado se alimenta a los reactores Fischer-Tropsch de baja temperatura (Low Temperature Fischer-Tropsch, LTFT), multitubular y "slurry", los cuales se operan para maximizar la producción de ceras lineales. En la planta de Secunda (figura 5.5) el Syngas puro se alimenta a reactores de alta temperatura Fischer-Tropsch (High Temperature Fischer-Tropsch, HTFT) de lecho fluidizado, los cuales se operan para maximizar la producción de 1-alquenos de bajo peso molecular y gasolina. Teniendo en cuenta que en todos los procesos FT se obtiene una amplia variedad de productos, que van desde metano, hasta ceras de alto peso molecular, la separación y el refinado de los productos es complejo. Al salir de los rectores FT, los productos son condensados, obteniéndose una fase gaseosa, una líquida orgánica (aceite/cera) y una acuosa (Dry, 1990).

La fase acuosa contiene alcoholes, aldehídos cetonas y ácidos de bajo peso molecular. Un análisis típico de los productos oxigenados solubles en agua obtenido con catalizadores basados en hierro se presenta en la tabla 4.11. Los productos no-ácidos se recuperan por destilación y los alcoholes y cetonas se hidrotentan. A partir del acetaldehído produce n-crotonaldeído y n-butanol. Los ácidos acético y propiónico se recuperan mediante un proceso de extracción líquido-líquido de lecho fijo con un solvente ligero. Todos estos compuestos son vendidos dentro del mercado químico. Finalmente, el agua es tratada biológicamente para remover cualquier compuesto orgánico remanente. El agua tratada se utiliza como agua de enfriamiento en la planta.

El gas de cola contiene Syngas sin reaccionar e hidrocarburos ligeros. En la planta de Secunda (figura 5.5) el gas de cola se separa a muy bajas temperaturas (criogénicas) en una corriente rica en hidrógeno, otra rica en metano, y tres corrientes de hidrocarburos ligeros. Al final se tiene las etapas de purificación y fraccionamiento de para producir 1-alquenos. Una porción de la corriente rica en H₂ se alimenta a una unidad PSA (Absorbedor a Presión, Pressure Swing Absorber) para producir el H₂ requerido en varias operaciones de hidrotatamiento y para balancear la corriente de recirculación de los reactores FT. La corriente de metano se reforma

autotérmicamente y el syngas generado se alimenta al reactor FT. El exceso de la corriente de CH_4 se vende como gas combustible. El propeno es alimentado a plantas de polipropileno y acrilonitrilo. Los cortes de C_3 y C_4 son oligomerizados sobre catalizador de ácido fosfórico/kieselguhr para producir GLP, gasolina y diesel. La nafta ligera FT se hidrotrata y es reformada catalíticamente (Pt) para producir gasolina. Los cortes de diesel, ambos de cadena lineal, así como los producidos en la planta de oligomerización, son hidrotratados. La planta de Sasolburg (figura 5.4) principalmente produce ceras y alcanos lineales. Estos productos son hidrotratados y fraccionados en varios cortes. La capacidad total de las plantas de Sasol es aproximadamente $7500/10^3$ ton/año.

Petrosa (Bahía Mossel, Sudáfrica)

La figura 5.6 muestra un esquema de la distribución de operaciones de la planta Petrosa (anteriormente Mossas) que inició operaciones en 1992. Actualmente esta planta produce principalmente gasolina y diesel, aunque también en una cantidad menor se producen algunos productos de especialidad. Esta planta utiliza gas natural producido costa afuera (en la bahía Mosel) siendo propiamente una instalación GTL. El Gas Natural es convertido en Syngas, primero en un reformador tubular catalítico (primario) y posteriormente en un reformador autotérmico (secundario).

El gas de síntesis es alimentado a la sección de síntesis FT, donde se utiliza un reactor de Lecho Fluidizado Circulante (Circulating Fluidized-Bed, CFD) diseñado por Sasol. En el reactor se utiliza un catalizador de hierro.

La corriente de producto de la síntesis FT es separada en 5 corrientes, la primera de gas de cola, que contiene Syngas sin reaccionar, CO_2 , CH_4 y C_2H_6 es reciclado al reformador secundario de la etapa de generación de Syngas. La segunda es una corriente acuosa FT que contiene alcoholes, cetonas y aldehídos disueltos, los cuales son separados por extracción y posteriormente hidrogenados a alcoholes. La corriente de $\text{C}_{3,4}$ FT (hidrocarburos pesados del gas de cola) son recuperados en una unidad criogénica, mientras que por otro lado, el butano (obtenido en las etapas de procesamiento previo del GN, antes de entrar a la unidad GTL) es isomerizado a isobutano (proceso butamer), y posteriormente alquilado con los alquenos de la corriente C_3 y C_4 FT para producir gasolina de alto octano. Para balancear la corriente gaseosa de C_3^+ , parte de esta corriente es oligomerizada con un catalizador de alguna forma selectiva de zeolita ácida para producir diesel. El corte directo de gasolina es hidrotratado, los alcanos C_5/C_6 son isomerizados (proceso Penex), y los alcanos C_7^+ reformados catalíticamente (con catalizador de Pt) para producir gasolina de alto octano. El corte de diesel también es hidrotratado. La capacidad de producción total de la planta es de $1020 \cdot 10^3$ ton/año (aproximadamente) (22,500b/d).

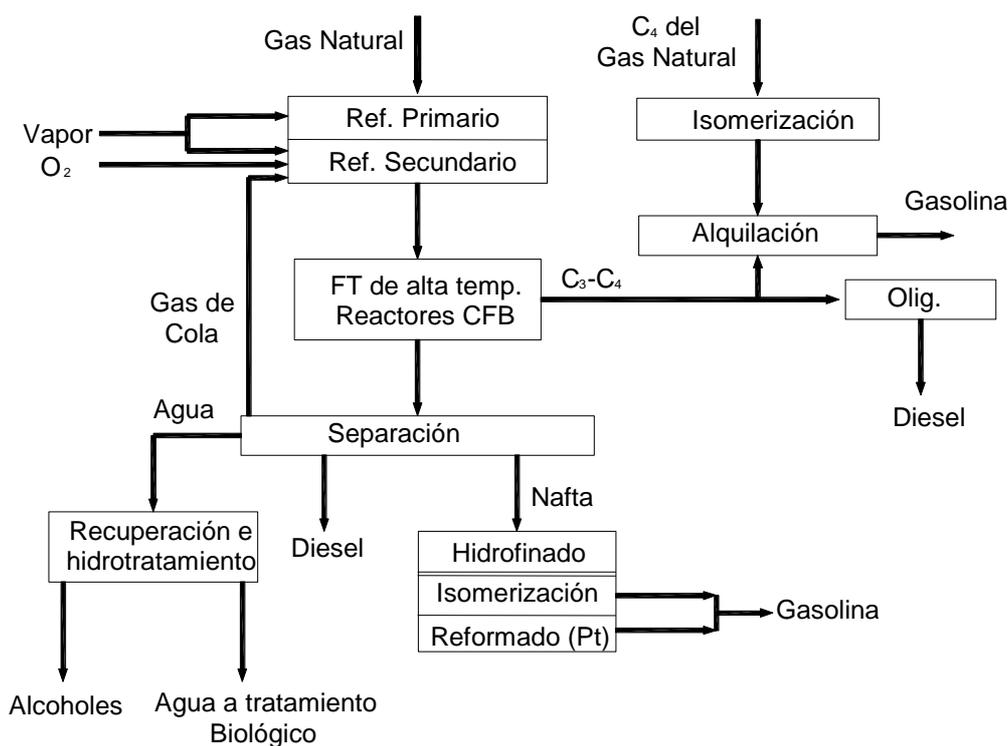


Figura 5.6 Planta FT Mossgas, Sudáfrica

Fuente Dry, M.E., "Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial" en encyclopedia of catalysis, John Wiley and Sons, 2002

Shell MDS (Bintuli, Malasia)

La planta de Shell de Síntesis de destilados intermedios (Shell Middle distillate Synthesis, SMDS) entró en operación en 1993. Esta planta también utiliza GN (siendo la segunda planta GTL en operación), el cual también es producido costa afuera (Eilers, 1990). La figura 5.7 presenta un esquema de esta planta.

El Syngas se produce con un proceso de Oxidación Parcial (POX) a presión elevada y temperaturas cercanas a 1400°C (este proceso es propiedad de Shell y es conocido como Proceso de Gasificación Shell, -Shell Gasification Process, SGP-). La eficiencia del carbono es mayor al 95% y la concentración de metano a la salida es menor al 1%. La relación molar H_2/CO del Syngas producido es 1.7, la cual es menor a la requerida en la zona de síntesis FT (2.15 ya que se utiliza un catalizador de Co), razón por la cual es necesario suministrar una corriente adicional de gas rica en hidrógeno. El hidrógeno complementario para ajustar la relación H_2/CO se obtiene por la reformación catalítica del gas de cola FT. Esta unidad de reformación también se utiliza para suministrar el hidrógeno requerido en las operaciones de hidrotratamiento e hidrocrqueo de las secciones de mejoramiento de producto.

En la etapa de síntesis FT, los reactores son de lecho empacado multitubulares, muy similares a los reactores Arge de la planta de Sasolburg de Sasol. Estos reactores difieren a los ARGE principalmente en que el diámetro de los tubos es menor. Estos reactores se operan a 3 MPa de presión y de 200-230°C de temperatura. La conversión global es 80% y la selectividad C_5^+ cercana al 85%. La operación está enfocada a la producción de ceras pesadas.

La corriente de producto de la etapa de síntesis FT es enviada posteriormente a una unidad de separación en donde se separa en 3 corrientes principales. Una corriente de aceites líquidos, otra de ceras, y la del gas de cola. En esta planta se utilizan dos etapas de mejoramiento de producto, en la primera, las ceras son hidrotratadas para convertir los alquenos y compuestos oxigenados en parafinas de diferentes grados, en la segunda, el aceite puede ser hidromerizadas-hidrocraqueadas para producir diesel y queroseno de calidad premium. La capacidad de producción es de 500×10^3 ton/año (20,000 b/d antes 12,500 bd).

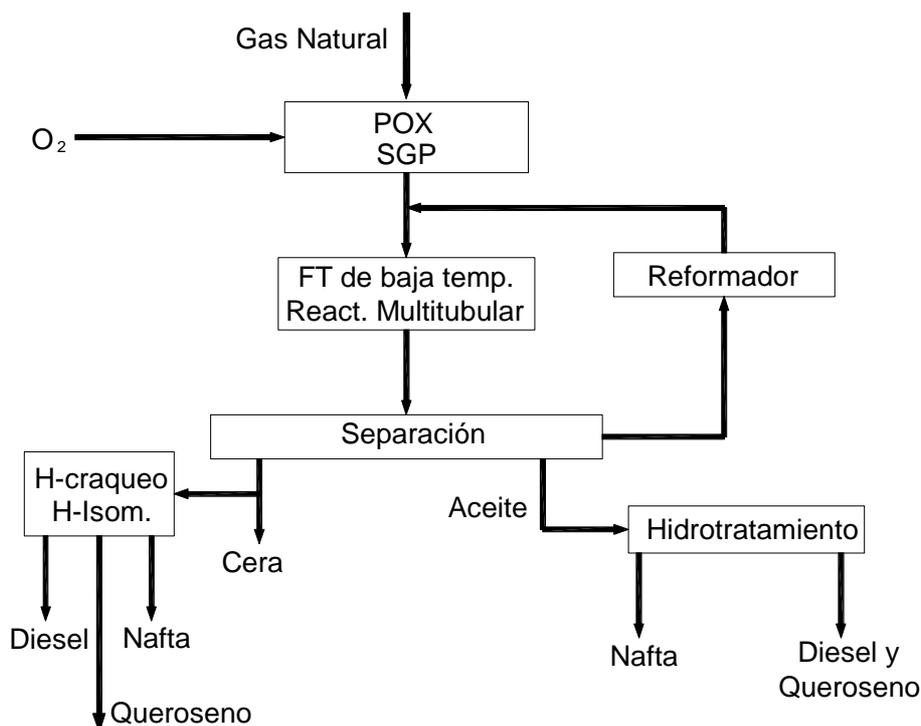


Figura 5.7 Planta FT Shell, Malasia

Fuente Dry, M.E., "Fischer-Tropsch Synthesis-Industrial" en encyclopedia of catalysis, John Wiley and Sons, 2002

5.3.2 Planta a escala piloto/demostración

Las empresas involucradas en el desarrollo de la tecnología GTL tienen o están construyendo y operando diversas plantas bajo escala piloto o de demostración para probar el desempeño de sistemas de producción, condiciones de operación, catalizadores, etc., y a continuación se presenta un resumen de las reportadas.

5.3.2.1 British Petroleum (Alaska, EE. UU.)

La compañía British Petroleum (BP) construyó una planta de piloto de 300 b/d en Nikiski, Alaska (costo aproximado de 86 millones de US\$) con un programa de prueba de 5 años iniciando operación en 2003. En esta planta se utiliza un nuevo reformador con vapor el cual es $\frac{1}{4}$ el tamaño de los reformadores convencionales que desarrollo está compañía en asociación con Davy Proceses (ésta y última mantiene la propiedad del diseño del reformador). La reducción en el tamaño se debe a la reducción del espaciamiento de los tubos del reactor de reformación y

tiene una eficiencia térmica cercana al 90% en comparación con los reformadores convencionales con una eficiencia entre 60-70% (Scout, 2003).

BP ya tenía una planta a escala piloto de 0.1 bpd en Hull, Inglaterra, y con su nueva planta esta probando la operación a régimen permanente durante un período de tiempo prolongado, así como determinar la vida útil de su catalizador y su comportamiento durante un período de 4 años de la prueba. Verificar la operación de la etapa de generación del Syngas y de la síntesis FT y realizar pruebas de comportamiento con arranques y paras de operación (Font Freide, 2003).

5.3.2.2 ConocoPhillips (Oklahoma, EE. UU.)

ConocoPhillips entró relativamente tarde al desarrollo de la tecnología GTL (en 1997) y ya tiene construida una planta a escala piloto con una capacidad de 400 b/d y un costo de 75 millones de US\$ y procesaría 4 mmpcd de GN, la planta se encuentra dentro de una refinería de la compañía en Ponca City. El desarrollo de ingeniería lo llevo a cabo Howe Baker Engineering LTD, a través de un contrato IPC (Oilfield review, 2003 y Hart's European Fuels May 30 del 2001).

5.3.2.3 ExxonMobil (Louisiana, EE. UU.)

ExxonMobil es la empresa que más notablemente a invertido en el desarrollo de la tecnología FT y lo ha realizado por lo menos durante los últimos 20 años que se he ha cristalizado en el desarrollo de proceso AGC-21. La compañía tiene una planta piloto dentro de una de sus refinerías en Baton Rouge, y no sé encuentran publicados más datos de la misma (Oilfield Review, otoño 2003).

5.3.2.4 Syntroleum (EE. UU.)

Syntroleum posee dos plantas a escala piloto en la actualidad, la primera planta se instaló dentro de la refinería de ARCO (ahora propiedad de BP) en el estado de Washington, con una capacidad de 70 bpd y posteriormente se traslado a Tulsa Oklahoma, dónde actualmente reside está compañía. La segunda planta piloto se localiza en Catoosa Oklahoma, de la misma capacidad y fue construida para el proyecto de desarrollo que la compañía mantiene con el Departamento de Energía de EE. UU. y en ella se realizan pruebas de operación del proceso desarrollado por la empresa (www.syntroleum.com y Thackeray, 2000)

5.3.2.5 Rentech (Colorado, EE. UU.)

Rentech construyó una planta con una capacidad de 235 bpd que utilizaría biogas (una mezcla de CH₄ y CO₂) de un relleno sanitario en Pueblo, Colorado, en 1990 e inició operaciones en 1992. Esta planta esta compuesta de dos reactores cilíndricos verticales de 6 pies de diámetro y 55 pies de alto con catalizador de Fe. En 1995 se tuvieron problemas con el suministro de biogas para la operación y fue desmantelada y vendida a Kumchai (empresa Hindú) quién la instaló en su país de origen para la conversión de GN en ceras y se encuentra en operación desde esa fecha (DTI, 2001 y Saunders, 1998).

5.3.2.6 Petrosa-Statoil (Sudáfrica)

Statoil es una empresa Noruega que por muchos años ha estado desarrollando su propia tecnología FT y se alió con Petrosa de Sudáfrica (originalmente MossGas), la cual opera su planta GTL construida por Sasol, y ya ha adquirido más de 10 años de experiencia de operación. Petrosa comenzó a tratar de comercializar su conocimiento GTL a través de esta alianza. Ambas empresas construyeron una planta a escala de demostración de 1,000 bpd en Sudáfrica que utiliza el syngas producido en la unidad de Petrosa y la tecnología FT de Statoil. La planta de demostración tuvo un costo aproximado de US\$ 50 millones. Inició operaciones en 2004 y se tuvieron algunos problemas en la unidad de separación del catalizador y producto, pero una vez superados estos, los resultados han superado las expectativas. Actualmente ésta planta se están realizando pruebas para determinar los factores de escalamiento hidrodinámicos y mecánicos (Toal, 2002 y www.statoil.no)

5.3.2.7 JOMEC (Japón)

Un grupo de compañías japonesas han estado interesadas en el desarrollo de la tecnología GTL, y se han unido para trabajar en el desarrollo de proceso y catalizadores, entre las que se encuentran Chyoda Corporation y JOMEC, las cuales construyeron una planta piloto de una capacidad de 7 bpd, que podría ser escalada hasta 15,000 bpd, utilizando un reformador de vapor y un reactor slurry con catalizador basado en cobalto. Que procesaría GN con un contenido de CO₂ entre 10 y 20% (www.greencarcongress.com/gastoliquids_gtl, 2005). Esta planta se localiza en Yfutsu, prefectura de Hokaido Japón (Chyoda, 2004).

5.3.2.8 Petrobras (Brasil)

A Petrobras le ha interesado por muchos años el desarrollo de la tecnología GTL, desde 1987. En 2002 reportó el inicio de operaciones de una planta a escala piloto en colaboración con el Cenpes de ese país, y publicó su solicitud de patente de un catalizador FT en 2004 (Bidart, 2004 y www.petroquímica.com.br/edicoes/ed_257/257.html)

5.4 Proyectos de Plantas a escala comercial en desarrollo

Desde mediados de 1990 y al día de hoy se tiene un interés creciente en el aprovechamiento del Gas natural mediante el proceso de conversión de Gas a Líquidos. Este interés se ha materializado en dos plantas de escala comercial en construcción y el anuncio de varios proyectos en diversas partes del mundo, en este apartado se presenta una recopilación de los mismos.

Los dos países más avanzados en el desarrollo de proyectos son Katar y Nigeria. Katar posee reservas de Gas Natural que lo sitúan detrás de Rusia e Irán, países que también han mostrado interés en el desarrollo de proyectos GTL y Nigeria posee grandes reservas de gas natural asociado al petróleo. Ambos países se encuentran en la fase de construcción de plantas con una capacidad de 34,000 b/d de hidrocarburos líquidos, Ambos países son los más avanzados en el desarrollo de proyectos. También en Australia se ha anunciado la construcción de una planta GTL, pero sobre está no existe mucha información disponible. En países de todo el mundo se han anunciado la firma de memorandos de entendimiento o cartas de intención entre empresas de desarrollo tecnológico y los poseedores de las reservas de GN para realizar estudios de factibilidad de proyectos GTL, los cuales se presentan a continuación.

5.4.1 Katar

La empresa paraestatal *Qatar Petroleum* (QP) comenzó la explotación de las grandes reservas de gas natural no-asociado mediante proyectos de exploración, producción, licuefacción y GTL desde hace más de 15 años. Al ser poseedor del mayor campo de GN no-asociado (Campo Norte, donde se erigió la ciudad industrial de Ras Laffan) para su aprovechamiento. Katar se enfocó en la construcción de infraestructura de explotación, primero con instalaciones de producción y de distribución, (parte de su GN lo exporta directamente hacia la India), continuando con la construcción de trenes de licuefacción para exportarlo a grandes distancias y finalmente con la implementación de proyectos GTL.

El primer proyecto en desarrollo lo estableció con Sasol de Sudáfrica, formando una nueva empresa de co-inversión y desarrollo (Joint Venture) conocida como Oryx GTL (QP posee el 51% y Sasol el 49%) que se formalizó hacia finales de enero de 2003, el contrato de desarrollo de proyecto se otorgó en la forma de un contrato IPC a la compañía italiana Technip para un periodo de 33 meses comenzando el 19 de marzo del 2003. La primera piedra de construcción se colocó en diciembre de 2003 y se espera que para finales de 2005 este lista para arranque y comenzar a comercializar sus productos a mediados del 2006.

La planta utilizará 2 reactores FT de desarrollo tecnológico Sasol (Slurry Phase distillate, SPD) de 60 m de largo, 10 m de diámetro y más de 2,000 toneladas de peso cada uno. Estos reactores fueron construidos en las Industrias Pesadas Ishikawajima de Japón y embarcados en marzo del 2005 y su instalación se esperaba en abril del mismo año. En marzo del 2005 se tenía un avance de construcción del 80% (Sasol ships GTL reactors, 2005).

La construcción de esta planta se estimó con una inversión de 800 millones de US\$ y procesaría 350 mmpcd para producir 24,000 b/d de Diesel, 9,000 b/d de nafta y 1000 b/d de GLP (Hart's European Fuels News, 23-03-2001).

QP y Sasol continúan en pláticas para incrementar la capacidad de esta planta a través de un nuevo proyecto, conocido como Oryx II, con el cual se tendría una capacidad total instalada de producción de 100,000 b/d. Este contrato sería a través de la empresa que constituyó Sasol con la empresa norteamericana Chevron-Texaco, desde 1999 conocida como Sasol-Chevron (Chevron and Sasol pursue global GTL Joint Venture, 1999). A la fecha no se ha concretado un acuerdo comercial y se encuentra en la etapa de MOU.

Además Katar ha establecido otros convenios de desarrollo de proyectos GTL, que ya se encuentran más allá de las etapas de acuerdo y se han firmado contratos de desarrollo. Estos proyectos se detallan a continuación:

2 proyectos con Shell para la instalación de dos trenes con una capacidad de producción cada uno de 70,000 b/d, el primero comenzará su construcción en 2009 y el segundo dos años después, con una capacidad total de 140,000 b/d utilizando 1.6 Bpcd. Shell y QP firmaron un Contrato de Desarrollo y Producción en julio del 2004 (Development and Production Sharing Agreement, DPSA), en Febrero del mismo año se perforaron 2 pozos para asegurar el suministro de materia prima y ya se otorgó un contrato de diseño e Ingeniería de la planta a la firma japonesa JGC Inc. En Join-Venture con la inglesa KBR subsidiaria de Halliburton en marzo del

2004; JGC fue la firma de ingeniería que construyó la planta de Bintuli Malasia de Shell y realizó su modernización en 1999 (Embassy Daily Bussiness News)

1 Planta con ExxonMobil con capacidad de 154,000 b/d de combustibles sintéticos y ceras sintéticas, siendo la más grande del mundo, y procesará 1.8 bpcd. ExxonMobil ha estado negociando la construcción de esta planta desde 2001 y en julio de 2004 firmó un precontrato de desarrollo (Head of Agreement, HOA) donde se especificaron los principales términos del convenio, el cual se convertirá en un DPSA por 25 años una vez iniciada la operación en 2011 (www.exxonMobil.com news room, 14-07-2004, www.qatarembassy.net)

Katar también tenía anunciados otros proyectos de desarrollo GTL con Sasol-Chevron, Maratón Oil Co. Y ConocoPhillips, pero sólo han alcanzado la firma de Carta de Intención y han sido pospuestos 3 años, hasta que finalice la primera etapa de proyectos GTL (más allá del 2011), debido, entre otros factores, a la falta de infraestructura en el país, una revisión de las reservas que suministrarán el GN a las instalaciones existentes y a que los costos de inversión enfrentados por las firmas de Ingeniería y construcción son muy elevados (GTLN, 2005 V8 #6 pag. 2). Los proyectos pospuestos son los siguientes:

1 Planta Sasol-Chevron de desarrolló en un proyecto integrado, (es decir, desde producción hasta procesamiento) con una capacidad total de 130,000 b/d en dos trenes de producción cada uno con una capacidad de 65,000 b/d y se encuentra en la etapa de LOI, desde noviembre del 2002 (aunque se han anunciado que se estudia la instalación de tres trenes y no de dos con la misma capacidad, embassyqatar y Oil and Gas Investor 2004, v8 no.7). Sasol-Chevron entregaron una propuesta de proyecto en julio del 2004 y un estudio de alcance del proyecto en junio del 2003. Los primeros datos de negociación indicaban que el proyecto podría comenzar en 2010 pero se esperaba discutir los términos de desarrollo del contrato hasta finalizar el proyecto Oryx I y II y se esperaba la firma de un HOA (qatarembassy, 2005).

1 Planta GTL con Marathon Oil Co. Para producir 120,000 b/d de nafta y diesel, el proyecto consistiría de dos trenes de igual capacidad en dos fases, la primera fase entraría en operación comercial 2010 procesando gas natural de un campo de producción costa afuera. Maratón ha planteado que incluiría en el desarrollo del proyecto a otras compañías para compartir responsabilidad; estas compañías son Petrocanada, Occidental and the Offset Group, y se esperaba que la negociación de la Joint Venture estaría lista hacia finales del 2004. El proyecto se llevaría a cabo a través de un Acuerdo de Producción Compartido (Production Sharing Agreement, PSA). Maratón tenía concluido un pre-FEED a finales del 2003 y esperaba comenzar las negociaciones contractuales en 2004, pero estas no has prosperado (qatarembassy, 2005).

1 Planta de ConocoPhillips en 2 fases cada una con una producción de 80,000 b/d utilizando la tecnología propia de la empresa CoPOX (oxidación parcial catalítica) y el GN a procesar sería suministrado por dos plataformas de producción costa afuera. La compañía termino un estudio de factibilidad y fue enviado a QP a mediados del 2003 y para diciembre del mismo año firmaron una Carta de Intención. La compañía iba a realizar un estudio de pre-FEED en 2004 y el inicio de la primera fase se programo en 2010, el proyecto se realizaría bajo la estructura de un PSA.

5.4.2 Nigeria

Nigeria es un país con una economía dependiente del petróleo, sus ingresos por la comercialización de este son más del 80%, y representa el 90-95% de sus exportaciones. Nigeria tiene una producción diaria un poco mayor a 2 MMb/d y la realiza a través de la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) en asociación con compañías internacionales. La asociación más destacada es la formada por NNPC (55%) y Shell (45%) produce el 50% del total del petróleo del país. Con el uso de este esquema de asociación, Nigeria (a través de la NNPC) mantiene al menos el 60% del control de las operaciones (página electrónica del vicepresidente de Nigeria).

Nigeria ocupa el 9º lugar mundial en reservas de GN probadas con 124 TPC, y debido a la falta de infraestructura, quema el 75% de su producción, reinyecta el 12% y sólo aprovecha el 13% del mismo. Debido a las restricciones internacionales de emisión de gases de efecto invernadero el gobierno Nigeriano ha establecido convenios de desarrollo y disminución de este dispendio energético y comenzó con su aprovechamiento a través de la construcción de plantas de licuefacción y de una planta GTL conocido como EGTL (Escravos GTL). EGTL es formaron una JV de desarrollo entre NNPC y Chevron, de acuerdo a la oficina del vicepresidente de Nigeria, la NNPC mantiene el 60% de la propiedad de la planta, pero de acuerdo a una publicación más reciente, la NNPC posee sólo el 25% de la propiedad de la planta y el resto (75%) lo posee Chevron (PetEcon., 2005).

El proyecto EGTL se desarrolla dentro del proyecto mayor de desarrollo Proyecto de Gas de Escravos (Escravos Gas Project, EGT), el cual incluyó en sus primeras dos etapas la construcción de dos plantas de licuefacción de gas natural, recuperación de condensados y sistemas de distribución. El proyecto EGTL se encuentra en la fase III de EGT, y en esta planta se procesaran 300 mmpcd de gas natural producido en los campos costa afuera que opera Chevron en el país. La planta tiene un costo de inversión de 1.2 billones de US\$ y se esperaba entrara en operación en el 2006. La tecnología a utilizar en esta planta es suministrada por Sasol-Chevron y tendría una capacidad de producción de 34,000 b/d de combustibles sintéticos.

Originalmente el desarrollo de la Ingeniería sería realizado por la firma de Ingeniería Foster-Wheeler, pero en mayo de este año se informó que se había otorgado la construcción de la planta a través de un contrato IPC a la empresa JV entre la inglesa KBR, la italiana Snamprogetti S.p.A y la japonesa JGC Corp. Por un valor de 1.7 billones de US\$ y la planta sería propiedad de Chevron Nigeria y de NNPC. Esta planta utilizaría un Reformador Autotérmico en la sección de generación del Syngas, el SSPD de Sasol en la sección de síntesis FT y el mejoramiento de producto se realizará con la tecnología de Isocraqueo de Chevron-Texaco (Ondrey, 2005).

Por otro lado la empresa Syntroleum ha estado negociando la posible aplicación de su tecnología GTL en diversas ubicaciones dentro del país y ha identificado un potencial de producción de al menos 1.4 millones de barriles de petróleo a partir de GN en el campo de producción Aje de Nigeria (entre 41 a 78 posibles localizaciones). El proceso GTL de Syntroleum es un proceso de capacidad media pero con unidades de procesamiento menores y puede ser construido en una barcaza móvil para desplazarse marítimamente con capacidad de producción de hasta 20,000 bpd.

5.4.3 Rusia

Rusia posee las mayores reservas de gas natural en el mundo (capítulo 2), la mayor parte de sus reservas se localizan lejos de las infraestructura de comercialización y distribución del país y la empresa más grande del país en producción de Gas Natural Gazprom y la segunda Yukos, han mostrado un interés en la aplicación de la tecnología GTL para el aprovechamiento de sus reservas.

Gazprom quema cerca de 211 billones de pies cúbicos de GN en sus refinerías y posee reservas probadas entre 1700 y 2000 TPC, que podrían ser aprovechados. Gazprom mantiene la compañía Vinigaz como su brazo tecnológico y desde 2003 ha realizado estudios de prefactibilidad en al menos 12 localizaciones con la empresa Syntroleum de donde destaca el del la península Yamal en el círculo ártico, más otras tres localizaciones. Pero en un estudio de ConocoPhillips ha mostrado que los costos de instalación se incrementarían en un billón de dólares debido a las dificultades de construcción por la localización, aún así la empresa espera tener un costo de 15,000 USD/barril de capacidad instalada para invertir en el proyecto (Oil & Gas Investor A&D Watch, jun 9 2004).

Yukos ha publicado que está interesada en la construcción de diversas plantas en Rusia central con una capacidad total instalada de 100,000 barriles para procesar 11 bmc/año, y está en negociación con las compañías British Petroleum y Dhabí Proceses como suministradoras tecnológicas. Los proyectos, si se llegan a concretar, se comenzarían a construir entre 2009 y 2011 (Oil & Gas Investor A&D Watch, jun 23 2004).

5.4.4 Irán

Irán ocupa el segundo lugar en reservas probadas de GN a nivel mundial (capítulo 2) y también ha mostrado un interés creciente en instalar plantas GTL para el aprovechamiento de sus hidrocarburos. En 2003 se anunció un acuerdo intención (GTL-I) entre la compañía paraestatal iraní National Petroleum Company (NPC) con la sudafricana Sasol para formar una JV (50-50) de desarrollo GTL, con la tecnología de Sasol SSPD y si se llegaba a un resultado positivo la construcción podría comenzar en 2007 con una capacidad de 110,000 b/d (Chem-Week, sep. 24 2003)

En este año se anunció que Irán está esperando los resultados de operación de una planta a escala de demostración comercial de 1,000 b/d construida por la sudafricana Petrosa (cuya planta original fue construida por Sasol, y esta aprovechando el Know-how que ha adquirido) en conjunto con la Noruega Statoil. El proyecto de Irán sería para construir una planta de 70,000 b/d y se encuentra en la fase de acercamiento inicial para desarrollo de proyecto (GTLN jun 2005, pag 10)

Shell también ha mostrado interés en aplicar su tecnología GTL en Irán y en septiembre del 2000 firmo un MOU para realizar un estudio de factibilidad para la instalación de una planta GTL con capacidad de 70,000 b/d, pero de este proyecto no prospero (ChemWeek, sep. 2003).

Sasol el año pasado anunció que estaba realizando un estudio de factibilidad de una planta GTL que aprovecharía el GN del campo South Pars en Bandar Assaluyeh, pero no se sabe más de este proyecto (Alperowicks, 2004).

5.4.5 Australia y Nueva Zelanda

Australia fue uno de los primeros países en el aprovechamiento de sus reservas de GN a nivel mundial, y en la actualidad posee de las mayores experiencias en el campo de la licuefacción, transporte y comercialización de GNL. De la misma forma también ha mostrado un fuerte interés en la aplicación de la tecnología GTL en sus campos de producción. La única planta que utiliza la tecnología de Móvil MTG se localiza en Nueva Zelanda, lo cual ha favorecido la construcción de varias plantas de producción de metanol en ambos países aprovechando su GN, pero en la actualidad también existe el interés de aplicar la tecnología GTL. Las diferentes compañías involucradas en el desarrollo tecnológico que han mostrado interés en la aplicación del GTL en Australia son Sasol, Shell y Syntroleum. Sasol sólo anunció que estaba considerando un proyecto de aprovechamiento de GN de la isla Barrow (Alperowicks, 2004). Shell anunció un estudio de factibilidad por una planta de 75,000 b/d con un consumo de 600 mmpcd en 2001, pero este estudio no se sabe nada más (Petr econ. May 2 2001)

Syntroleum ha tenido muchos acercamientos con el gobierno australiano para la aplicación de su tecnología GTL, pero no se han cristalizado con la construcción de una planta en ese país, en 2001 se publicaron diversas notas acerca del avance de las negociaciones, entre las que se tienen: en febrero del 2000 el primer ministro australiano firmo un contrato de licencia tecnológica nacional preferente para la construcción de una planta GTL de 10,000 b/d de capacidad (Pet econ. Sep. 2000 Pág. 22) y en septiembre del 2001 se anunció que se había otorgado un contrato IPC a precio alzado, a la firma de ingeniería alemana Tessag Industrie Anlagen GMBH por un valor de 506 millones de US\$ (las proyecciones previas habían estimado un costo de 400 millones de US\$), este proyecto sería de la modalidad llave en mano y se localizaría en la península de Burrup en la costa occidental australiana (pet econ sept 2001), pero no se tiene más información del desarrollo del proyecto y aparentemente fue cancelado.

5.4.6 Proyectos anunciados en Asia

Malasia e Indonesia poseen reservas de gas natural para justificar la instalación de plantas GTL, en el primer país se encuentra en operación de planta de Shell, y en el segundo sus reservas poseen un porcentaje elevado de bióxido de carbono, pero a pesar de esto se han anunciado proyectos de estudios de factibilidad de planta GTL.

Shell anunció un proyecto en cada uno de los países por una capacidad de 75,000 b/d para la producción de destilados intermedios y fecha de inicio entre 2006-2007 utilizando la segunda generación de SSMD (Toal, 2002).

Rentech y Pertamina (empresa paraestatal petrolera de Indonesia) anunciaron una planta en Malasia por una capacidad de 15,000 b/d en el que se utilizaría su tecnología (Toal, 2002). Pertamina y JNOC (una JV entre varias empresas petroleras japonesas) anunciaron estar realizando un estudio de factibilidad para una planta GTL utilizando la tecnología japonesa, pero no han especificado de que capacidad sería de la planta o cuando se comenzaría la construcción del proyecto (oilfield review, otoño 2003).

En China se anunciaron 2 proyectos de plantas de Conversión de Carbón a Líquidos en colaboración con el Instituto Chenhua y la paraestatal Sinopec utilizando la tecnología de Síntesis

FT de baja temperatura. La capacidad de las plantas sería de 80,000 b/d y estarían localizadas en la región autónoma de Ningxia y la otra en la provincia de Shaanxi (Chem Week may del 2005)

5.4.7 Proyectos anunciados en África

En Sudáfrica, Sasol anunció en marzo del 2002 que estaba estudiando la modernización y cambio de sus plantas de Secunda para utilizar GN en lugar de carbón. El GN sería suministrado desde Mozambique a través de un gasoducto que estaría listo en 2004, pero de este proyecto no se concreto (Pet econ. Mar 2002).

Rentech, a través de su subsidiaria Forest Oil, anunció que está realizando un estudio de factibilidad para instalar una planta GTL de 10,000 b/d de capacidad (Hart's European fuels Jul 25, 2001 y Toal, 2002) pero no se tiene más noticia de este proyecto.

Shell también tiene operaciones de manejo de GN en Egipto y tiene construidas instalaciones de GNL, y ha anunciado planes de construcción de una planta GTL en ese país con una capacidad de 75,000 b/d utilizando su tecnología SMDS II. Desde 2000 tiene firmado un protocolo de desarrollo con la paraestatal Egyptian General Petroleum Corp. (EGPC) pero no ha prosperado este proyecto (PetEcon, Nov 2000 y Sept 2001)

5.4.8 Proyectos anunciados en América

Existen dos proyectos de construcción de plantas GTL en Alaska EE. UU. El primero localizado en la bahía de Prudhoe de una capacidad de 50,000 b/d de combustibles sintéticos y utilizaría GN como materia prima, el segundo proyecto se localizaría en Cook Inlet de una capacidad entre 8,000 y 10,000 b/d y utilizaría GN o carbón como materia prima (Toal, 2002)

Rentech esta trabajando en la concepción de un proyecto para la construcción de una planta CTL que utilizaría carbón de Wyoming y produciría 12,000 b/d de combustibles y 120 MW con un costo de construcción entre 656 y 740 millones de US\$, el estudio de factibilidad ha mostrado una TIR entre 65-75% y se encuentra en fase de estudio para determinar cual sería el mejor gasificador a utilizar en el proyecto, que sí se concreta comenzaría a construir en 2010 (GTLN, may 2005, pp. 1 y 3).

Bolivia posee reservas de GN cercanas a 60 TPC que han sido consideradas desde el año 2000 para ser empleadas mediante la tecnología GTL, y se han planteado diversos proyectos de desarrollo de entre los que más destacan el que elaboró la compañía Rentech a través de un MOU en 2001, con una capacidad de 10,000 b/d (Hart's European Jul 25, 2001). Debido a la situación política y social de ese país latinoamericano no es claro el desarrollo de este proyecto y para junio de este año el gobierno de ese país incautaría el 50% del retorno sobre la inversión de las empresas que realizaron los trabajos de exploración de las compañías privadas que descubrieron estas reservas y sobre explotación. Para este proyecto se creó la empresa Bolivia GTL la cual sería la dueña del proyecto con un valor de 463 millones de US\$ y sólo requiere del desarrollo de Ingeniería de Detalle para otorgar un contrato IPC, además este proyecto reportaba que se esperaba un costo de operación de 25 millones de US\$/año, las cuales comprendían mano de obra, catalizador, costos de licenciamiento, productos químicos, mantenimiento y seguro (GTLN jun 2005).

Trinidad y Tobago también posee reservas de GN que han sido consideradas para la aplicación de la tecnología GTL y actualmente es uno de los exportadores de GNL en la costa del atlántico del continente americano. En septiembre del 2005 se anunció que se estaba considerando un proyecto de construcción de una planta de 100 millones de US\$ y que iniciaría su construcción en 2007 entre la compañía paraestatal de ese país, Petrotrin y la compañía recientemente formada World GTL de EE. UU. (Business news from the caribbean). Aunque Shell también ha mostrado mucho interés en instalar una planta de 75,000 b/d en este país (Toal, 2002).

Brasil también ha mostrado interés en la instalación de una planta GTL y la empresa paraestatal de ese país, Petrobras ha comenzado a establecer alianzas con diferentes universidades y centros de desarrollo tecnológico de ese país, enfocándose en el desarrollo del reformado autotérmico y la síntesis FT. En 1998 se realizó un primer estudio de factibilidad con Texaco y se instalaría en Urucu (estado de Amazonas) utilizando la tecnología de GTL de Syntroleum con una capacidad de 22,500 b/d, pero este no prosperó más allá. En 2004 Petrobras publicó que continúa interesado en la construcción de una planta GTL, pero este no ha sido y para 2002 se realizó un segundo estudio de factibilidad, la importancia de la aplicación del GTL en Brasil se enfocaría a la sustitución de la importación de nafta y ceras lineales (Oil & Gas investor apr. 2004, Bidart, 2004 GTLN jun 2005, pag 4).

En Colombia se anunció en diciembre del 2004 que ese país estaba interesado en crear una entidad estatal para promover la producción de combustibles sintéticos a partir de GN o carbón, pero no se han reportado más avances en este proyecto (GTLN, ene 2005).

La multinacional Shell también anunció un estudio de factibilidad para instalar planta GTL en Argentina con capacidad de 75,000 b/d utilizando su tecnología SMDS, e inició del proyecto en 2006-2007 (Toal, 2002).

Syntroleum tiene anunciados dos proyectos más en Sudamérica, Perú tiene el estudio de factibilidad para instalar una planta de 5,000 b/d, y en Chile una de 10,000 b/d, ambos proyectos con su tecnología pero sin contar fecha de inicio (Toal, 2002).

5.5 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se presentaron las líneas de investigación que actualmente están siendo estudiadas para asegurar el suministro futuro de energía a nivel mundial. Destacándose principalmente el papel de la síntesis Fischer-Tropsch como una opción viable para la explotación y uso de las reservas de gas natural asociado y no asociado que no se están aprovechando a nivel mundial, debido principalmente a problemas de tipo económico.

Entre las ventajas de la síntesis FT se encuentran la producción de combustibles de alta calidad y ecológicamente más benignos para su consumo, pero con la producción de un intervalo amplio de productos que necesitan ser tratados para su completo aprovechamiento.

El número y diversidad de proyectos bajo estudio y desarrollo de proyectos GTL es grande, debido al fuerte interés que se tiene en diversificar las fuentes de energía y al aprovechamiento de las reservas de Gas Natural de difícil explotación, que también se puede encontrar dentro de cuales son las compañías involucradas en el desarrollo tecnológico (que se revisan a mayor profundidad en el siguiente capítulo).

5.6 Bibliografía

1. **Bidart, A. M. F., y otros, (2004)** “*Gas to liquid, GTL*” Presentación de Petrobras-Cenpes, disponible en: www.eq.ufrj.br/graduacao/aulas/eqo089/9a%20aula_2005/antonio%20bidart%20gtl.pdf
2. **Byfleet, W., (2001a)** Conoco to build test GTL plant, *Hart’s European Fuels, News*, vol. 5, No. 11, pag. 1
3. **Byfleet, W., (2002a)** GTL for US military, *Hart’s European Fuels, News*, vol. 6, No. 2, pag. 1
4. **Byfleet, W., (2002b)** *Shell Launches a semi-synthetic diesel fuel*, *Hart’s European Fuels, News*, vol. 6, No. 3, pag. 1
5. **Byfleet, W., (2003a)** *clean diesel, hybrids supplanting CNG, ‘alternative Fuels’ schemes*, *Hart’s European Fuels, News*, 05/03/2003, páginas 1-5
6. **Chyoda, (2004)** *Annual report 2004*
7. **Dry, M.E., (1982)**, En *J. R. Anderson y M. Boudart, Catalysis Science and Technology*, Vol. 1. Editorial Springer Verlag, Alemania, 159 páginas.
8. **Dry, M.E., (1990)**, *Catalysis Today*, Volumen 6, pag. 183-191
9. **Dry M.E. (2001)**, *High quality diesel via fischer-Tropsch process – a review*, *J. Chem. Technol. Biotechnol.* Vol. 77, pag. 43-50
10. **Dry, M.E., (2002a)**, *Fischer-Tropsch synthesis - Industrial*, En *Encyclopedia of catalyst*, Edit. John Wiley & sons, consulta en línea
11. **Dry, M.E., (2002b)**, *The Fischer-Tropsch Process: 1950-2000*, *Catalysis Today*, pag. 227-241
12. **DTI, (2001)**, *Ukm Process plant capability Gas To Liquid (GTL) conversion, revision B, Diciembre del 2001, Booklet producido por Oil & Gas Industry Development directorate de UK.* 49 páginas.
13. **Eilers, S.A. y Sie, S.T., (1990)** *catalysis letters*, vol. 7, páginas 153.
14. **Fon Freide, J.H.M., y otros, (2003)** *An adventure in catalyst: the story of the fischer-Tropsch catalyst from laboratory to full demonstration in Alaska*, *Topics in catalyst*, vol. 26, Nos. 1-4, diciembre del 2003, páginas 3-12
15. **Tullo, A.H., (2003)** *catalyzing GTL*, *Chemical & engineering News*, Julio 21 del 2003, páginas 18-19
16. **GTLN, (2004)** *Cetane GTL/BTL issues emerging in debates over high efficiency, low emissions fuels/vehicles*, *Gas To Liquid News* 01/10/2004, Vol. 7, No. 9, página 1
17. **OilRev, (2003)** *Turning Natural Gas to Liquid*, *Oil review*, Otoño del 2003, pag. 32-37
18. **Peckman, J., (2003a)** *33% FT diesel blend only alt-fuel delivering net benefit: CEC/CARB*, *Gas To Liquid News*, Mayo del 2003, Vol. 4, No. 5, págs. 1-4
19. **Peckman, J., (2005)** *U.S. Dept. of Energy Rejects petition for GTL-diesel as an ‘EPACT’ alternative Fleet fuel*, *Gas To Liquid News*, Marzo del 2005, Vol. 8, No. 3, págs. 1-3
20. **Rostrup Nielsen, J.R., (1994)** *Catalyst Today*, Vol. 6 No. 3 página 183

21. **Saunders, B. (1998)**, *Coming next: Natural Gas Refinery*”, Oil & Gas Investor, Agosto de 1998, Vol. 18, No. 8 págs. 48-51
22. **Scott, A. (2003)**, *BP Pilot Test low-cost syngas production*, Chemical Week, 15/03/2003, Vol. 165, No. 2 pág. 21
23. **Thackeray, F. (2000)**, *Fischer-Tropsch GTL has arrived*, Petroleum Economist, Sept. 2000, Vol. 67 No. 9 págs. 34-43
24. **Toal, B. A. (2002)**, *Gas To Liquids*, Oil & Gas Investor, julio 2002, Vol. 22, No. 7, pags. 43-43
25. **Vooslo, A. C. (2001)**, *fischer-tropsch: A futuristic View*, fuel Processing Technology, vol. 71, págs. 149-155
26. **van Wechem, M.W. y otros, (1994)**, *Natural gas conversion II*, Studies in surface Science in Catalysis, Vol. 81, Editorial Elsevier, Amsterdam, Holanda

Capítulo 6: Análisis tecnológico del proceso GTL

6.0 Introducción

En un mundo globalizado, los desarrollos científicos y tecnológicos se llevan a cabo en muchas partes del mundo de forma simultánea, y en muchas ocasiones con duplicidad de esfuerzos. Estos desarrollos se realizan en forma de competencia entre diversos centros de investigación, universidades y compañías en sectores productivos específicos, formando alianzas entre los mismos. La ciencia y la tecnología son formas organizadas de conocimiento, pero con fines diferentes. Mientras que la ciencia se orienta a satisfacer la necesidad de conocimientos sobre las leyes de la naturaleza (saber los porqué), la tecnología está orientada a encontrar la forma óptima de producir bienes y servicios de utilidad económica y social.

Así, este capítulo se enfoca hacia la utilización de un conjunto de conocimientos sistemáticos de tecnología que pueden ser representados mediante un concepto de “Paquete Tecnológico”, el cual engloba un conjunto sistemático de conocimientos organizados de distintas clases (científico, técnico, empírico, etc.) proveniente de diversas fuentes (descubrimientos científicos, otras tecnologías, libros, manuales, patentes, etc.) a través de métodos diferentes (investigación, desarrollo, adaptación, copia, expertos, etc.).

De la misma forma, también hay que distinguir que existen 4 tipos de paquetes tecnológicos que pueden ser adquiridas para su uso en un ambiente productivo, ya que el uso de los recursos limitados (Gas natural). Los diferentes paquetes tecnológicos son: Tecnología de Producto, Equipo, Proceso y Operación. El uso del GN a través de la tecnología GTL, incluye estos cuatro paquetes y han sido desarrollados por diversas compañías.

6.1 Inteligencia Económica y la Innovación Tecnológica

El fácil acceso a diversas fuentes de información se ha constituido en un elemento clave de la sociedad actual. El uso de esta información permitirá que la toma de decisiones por instituciones, empresas o individuos produzca mejores resultados y más innovaciones. De forma que, se han desarrollado nuevas técnicas de análisis de la información englobadas dentro de la *Inteligencia Económica* (IE) que pretende desarrollar métodos más adecuados para la identificación de las fuentes de información relevantes, el análisis de la misma y su manejo. La IE es un proceso continuo e iterativo que se presenta en la siguiente figura:

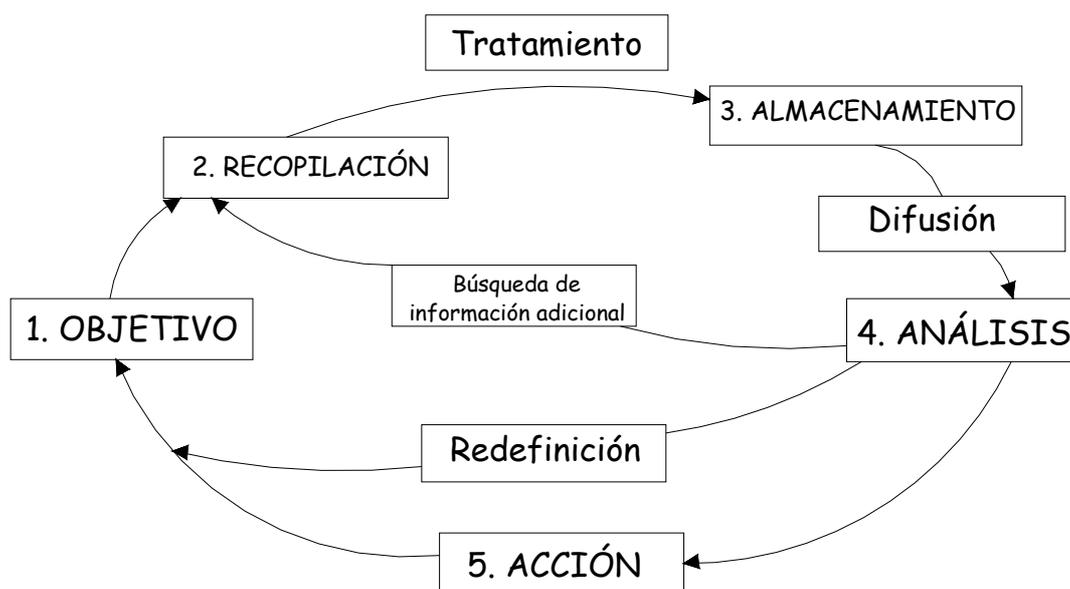


Figura 6.1 El ciclo de Inteligencia

Fuente: CETISME, 2003

Por otro lado se tiene que para producir “Inteligencia” se lleva a cabo a través del proceso en el cual los **datos** disponibles (generalmente desorganizados y con formatos diversos y obtenidos de diversas fuentes) deben de convertirse en **información** (agrupación de datos en base a relaciones básicas), luego en **Conocimiento** (en el cual ya se cuenta con pautas o modelos de relación entre datos e información con un fin determinado) y finalmente en **Inteligencia** (qué significa la comprensión de principios).

La IE engloba diversos conceptos, métodos y herramientas que reúnen todas las acciones coordinadas de búsqueda, obtención, tratamiento, almacenamiento y difusión de la información que sea relevante a una planeación estratégica determinada (CETISME, 2003).

Un área específica de desarrollo es la Innovación Tecnológica (IT). La IT se puede definir como un “cambio” en el método o insumo para producir un bien o servicio nuevo para la empresa que la desarrolla y llega al mercado, favoreciendo un entorno competitivo que asegure una mayor eficiencia en el uso de los recursos. Una parte de la IT, se enfoca en la estructuración de paquetes tecnológicos, conjugando las oportunidades científicas-tecnológicas con las necesidades, para introducir o modificar los procesos productivos.

Existen tres tipos de innovación: 1) *Innovación incremental*, que se refiere a la explotación de pequeñas mejoras en un proceso existente, con bajos riesgos de desarrollo y una recompensa modesta; 2) *Innovación radical*, que se refiere a un cambio con un objetivo específico para la industria, presentando altos riesgos y recompensas económicas elevadas; y 3) *Innovación fundamental*, que se refiere principalmente a la creación completa de una forma nueva de hacer las cosas, teniendo uso de los conocimientos desarrollados por la investigación básica.

De esta forma, las actividades de Investigación, Desarrollo e Ingeniería (IDI) se realizan en las empresas involucradas de acuerdo a una *estrategia tecnológica*, que surge de una *planeación tecnológica*, gobernada por distintos factores⁶, las cuales pueden ser identificadas como (Rodríguez, 2001):

1. **Estrategia Ofensiva:** Seguida por las empresas que son o quieren ser líderes tecnológicos y de mercado, se basa en un fuerte enfoque hacia IDI interna, Interrelaciones con Universidades y centros de desarrollo tecnológico, buen flujo de información, capacidad económica sobresaliente y Marketing, para capitalizar sus gastos de innovación.
2. **Estrategia Defensiva:** Es seguida por empresas, que aún manteniendo una actividad innovadora, ésta se mantiene a distancia respecto a los innovadores radicales, para minimizar riesgos y capitalizar su know-how propio con pequeñas innovaciones (incrementales).
3. **Estrategia Imitativa:** Seguida por empresas situadas a bastante distancia de los líderes, pero que para reducirla, aprovechan las ventajas específicas de algún factor de producción y la compra de la tecnología desarrollada (patentes, licencias, reingeniería, copia, etc.). Son empresas de un alto poder económico y de reciente ingreso en un mercado.
4. **Estrategia Dependiente:** Seguida principalmente por empresas que no intentan ni siquiera imitar una innovación; suele ser empresas que subcontratan su desarrollo y dependen de las especificaciones de los contratistas.
5. **Estrategia Tradicional:** Seguida por empresas que no aceptan la innovación y se mantiene en los mercados tradicionales que no aceptan muy fácilmente los cambios de especificación.
6. **Estrategia Oportunista:** Seguida por empresas que adoptan estrategias distintas según las circunstancias, son empresas que buscan el desarrollo de “nichos de mercado”.

Para determinar quienes son los principales involucrados en un campo tecnológico determinado y cuál es la estrategia tecnológica que ellos siguen se puede llevar a cabo uso de la IE. Una vez planteado el objetivo de trabajo de esta tesis se recurre a la búsqueda y recopilación de la información de la cual se obtuvieron diversas referencias que al ser analizadas sirven para determinar el estado del arte tecnológico y cuál es la trayectoria tecnológica que está siendo desarrollada, considerando el ciclo de vida.

La actividad desarrollada en un campo tecnológico sirve para determinar la etapa en que se encuentra cierta tecnología al considerar el nivel de actividad y su concentración, cómo se presenta en la tabla 6.1.

⁶ Estos aspectos de Planeación tecnológica pueden ser revisados en obras específicas de Inteligencia Tecnológica, como: Bradford, 1998)

Tabla 6.1 etapas del Ciclo de Vida Tecnológico en función de la actividad y la concentración

	Etapa del ciclo de vida	Actividad	Concentración
I	Emergente	Baja	Alta
		Incremento	
II	Crecimiento	Alta	Decrece
III	Madurez	Estable	Estable
		Baja	
IV	Obsolescencia	Decrece	Alta

Fuente: Guzmán, 1999

Las diversas fuentes de información disponibles para determinar el estado del arte tecnológico de un proceso son muy variadas, pero una de las más importantes, debido a sus características son las patentes. Para los estudios tecnológicos en los últimos años se ha desarrollado la *Patentometría*, la cuál es una técnica que se desarrolló utilizando los métodos de análisis de la *bibliometría*, a través de una serie de indicadores para determinar el avance en campos científicos y tecnológicos específicos.

Una patente es un contrato entre un inventor y un gobierno. El inventor divulga el contenido de una invención para favorecer el progreso tecnológico, mientras que el estado le confiera un monopolio temporal de explotación de su invención temporal, cumpliendo dos fines en sí, por un lado la retribución hacia el inventor por su trabajo desarrollado, y por el otro, fomentar el desarrollo tecnológico a través de la divulgación.

Un gobierno debe de considerar tres criterios para el otorgamiento de una patente, que son, el la *Novedad*, que se refiere a que lo que se patenta no sea algo conocido, la *Actividad Inventiva*, que se refiere a que los resultados obtenidos mediante la invención desarrollada no sean obvios o de conocimiento público, y la *Aplicación Industrial*, que se refiere a los aspectos inherentes a que el producto y/o proceso patentado tenga aplicación en algún sector productivo. De esta forma, lo que se puede obtener de un documento de patente es algo único, que ha contribuido al desarrollo de una tecnología.

Para determinar el estado del arte de un campo tecnológico con la patentometría se ha conformado un marco de referencia para estandarizar los estudios a través de la formación de indicadores. Estos indicadores pueden ser clasificados de distinta forma y pueden ser agrupados como:

1. Indicadores de Actividad
2. Indicadores Relacionales de primera generación
3. Indicadores Relacionales de segunda generación

4. Indicadores Relacionales de tercera generación

5. Familia de Patentes

Los indicadores de *actividad* son: Número y distribución de patentes solicitadas o concedidas, productividad de los innovadores, países, instituciones y el número de citas realizadas.

Los *indicadores relacionales de primera generación* rastrean los lazos y las interacciones entre los diferentes campos, que se fundamenta en las firmas conjuntas de los documentos analizados, las redes de citas, las citas de los artículos científicos en las patentes, las citas conjuntas (co-citación), etc.

Los *indicadores relacionales de segunda generación* son aquellos que consideran la información presente en el título, el resumen o el propio texto; el más conocido es el estudio de la aparición conjunta de palabras (indicador de co-ocurrencia de palabras clave⁷).

Los *indicadores relacionales de tercera generación* hacen uso de múltiples técnicas de Inteligencia Artificial; las más conocidas son la Lógica difusa (aprendizaje inductivo), Algoritmos Genéticos y Redes Neuronales, los cuales se utilizan para la clasificación de la información, la formación de grupos para su representación en mapas bidimensionales de conocimientos.

Se ha querido tratar a los indicadores de *Familias de Patentes* como una variedad independiente, debido principalmente a la interrelación que existe entre el número de miembros de una familia de patentes y su valor económico

En esta tesis se utilizan sólo los indicadores de actividad y relacionales de primera generación para determinar el estado tecnológico del proceso GTL y se destaca el *análisis de citas en las patentes*, mediante el cual diversos investigadores (Mogee, 1997) han demostrado que es una herramienta muy productiva para las actividades de licenciamiento tecnológico.

6.2 Estado del arte de la tecnología GTL

En el caso de la tecnología GTL, ésta representa una innovación incremental a través de la aplicación de pequeñas mejoras a los principios desarrollados desde hace más de 100 años. Presenta un grado de actividad en función del tiempo, influenciado por factores económicos variables, y dentro del cual se identifican varios ciclos de vida dentro de su desarrolló.

Cómo se planteo en el capítulo 4 el proceso GTL está compuesto de tres etapas, que son la generación del Syngas, la síntesis FT y el mejoramiento de producto, y en el capítulo 5 se presentó como esta tecnología esta siendo aplicada a todas las escalas de desarrollo comercial (desde escala de laboratorio y hasta plantas industriales). Sí bien las tres etapas son bien conocidas, el corazón del proceso es la síntesis Fischer-Tropsch, y al realizar una búsqueda por palabra clave en Chemical Abstracts entre los años 1976-2002⁸, con el descriptor “Fischer-Tropsch”, se obtienen los registros de más de 1200 documentos, principalmente de publicaciones de investigación básica. Al realizar la investigación del estado de arte tecnológico

⁷ Keyword

⁸ Disponible en disco compacto en la biblioteca de Facultad de Química de la UNAM.

del proceso GTL se seleccionó realizar la búsqueda en las bases de datos de patentes, debido a las características enunciadas en el punto anterior.

Las bases de datos de patentes disponibles para llevar a cabo una búsqueda son las de EE. UU (USPTO), la Organización Mundial de la Propiedad Industrial (OMPI o WIPO), la Agencia Europea de Patentes, (Espacenet, EPO) y México (BANAPA). Esta búsqueda se realizó en los sitios de Internet de estas agencias.

La búsqueda se realizó por medio de las técnicas de clasificación y palabra clave. A nivel mundial existe la Clasificación Internacional de Patentes (CIP) la cual se utiliza para el ordenamiento e identificación del campo de desarrollo tecnológico de una nueva patente y debe de ser aplicada por todas las agencias nacionales o multinacionales que las otorgan, facilitando un estudio del estado previo del arte para una invención. Esta clasificación es muy específica y está organizada bajo un esquema jerárquico, que parte de un ordenamiento de 8 grandes áreas, identificadas desde la A hasta la H, (en nuestro caso se nos refiere a la “C: Química y Metalurgia”), y continúa con subdivisiones, como “C 07: Química Orgánica” o la “C 010: Industrias de Petróleo Gas o Coque; Gases que contienen monóxido de carbono; Combustibles; Lubricantes; turba”. Esta clasificación es muy completa, pero al realizar la búsqueda a través de los descriptores se tuvo problemas de localización de los documentos, ya que la clasificación otorgada a una patente, se da por las diferentes agencias nacionales con criterios no homogéneos y son enviadas para su registro ante la OMPI o la EPO, sin ser revisadas. Por lo que, al realizar la búsqueda en la base de datos de EE. UU. (con clasificación propia, aunque debe de registrar también la CIP) ha definido una clasificación única y exclusiva para la síntesis FT: **518 QUÍMICA: PROCESOS FISCHER-TROPSCH; O PURIFICACIÓN O RECUPERACIÓN DE PRODUCTOS DE**. Esta clasificación además cuenta con 29 sub-clasificaciones, 701 a 728, (que se presentan en el apéndice B), las cuales detallan diversos aspectos del proceso y la síntesis FT. Por lo que al realizar la búsqueda específica de las patentes otorgadas para el tema bajo estudio se utilizó principalmente los registros obtenidos de esta agencia.

Cómo Clasificación Principal⁹ 518, para la base de patentes de EE. UU., entre enero de 1967 y agosto del 2005 (los últimos 38 años) se han registrado 861 patentes y se han presentado diferentes ciclos de desarrollo tecnológico, al inicio del período bajo estudio (1967) apenas si se tiene un interés en el desarrollo tecnológico de la síntesis FT, pero al comenzar la crisis petrolera de 1973, se comenzó a tener un mayor desarrollo de la tecnología y saltar de 6 patentes otorgadas en 1975 hasta 20 en 1976, teniendo un comportamiento de desarrollo homogéneo hasta alcanzar un primer máximo en 1985 (51 patentes), para posteriormente decaer de nueva cuenta el interés de las compañías involucradas en el desarrollo tecnológico pero mostrando aún así cierto desarrollo, ya que el otorgamiento de patentes no desapareció. En 1998 se volvió a incrementar el interés tecnológico teniendo un crecimiento continuó hasta el día de hoy, ya que para el año pasado se otorgaron 58 patentes (nuevo máximo) y sólo para 8 meses de este año ya se habían otorgado 29 más (Figura 6.2).

⁹ una patente de acuerdo al sistema de clasificación de EE. UU. posee una clasificación principal, que puede ser única, y también tener clasificaciones secundarias.

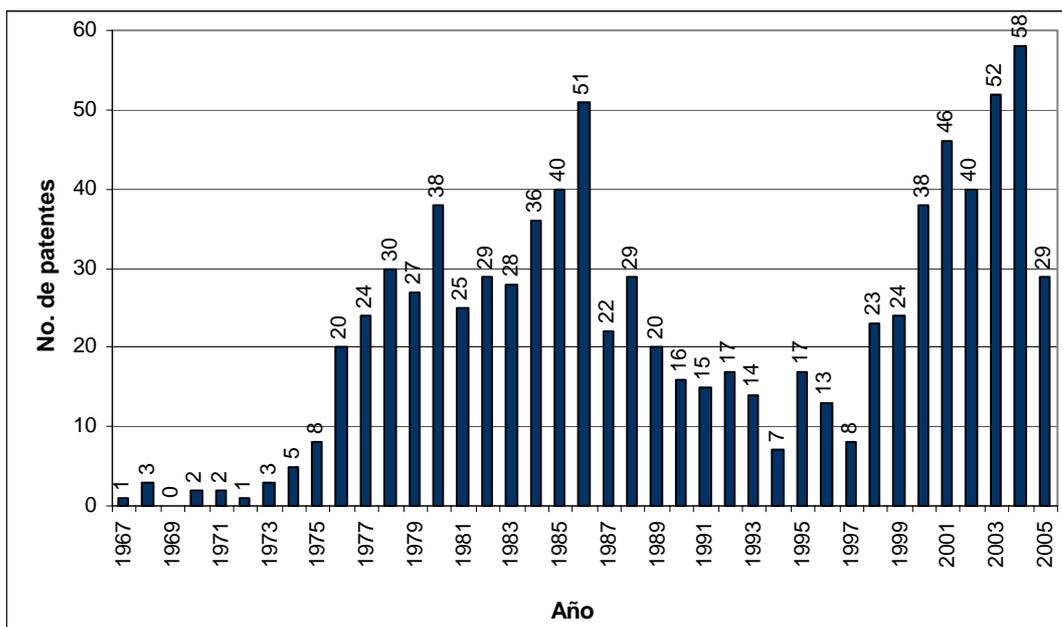


Figura 6.2 Patentes otorgadas por la agencia de patentes de EE. UU. entre 1967 y 2005 con clasificación principal 518

Fuente: Construcción propia con datos de la USPTO

Para realizar una búsqueda más completa de todas las patentes relacionadas con la tecnología GTL ésta se limitó entre Enero de 1984 y agosto del 2005, pero se incluyeron todas las patentes en las que se encontrara la clasificación 518 y sus subdivisiones, de la cual se obtuvieron 909 patentes¹⁰, estas fueron agrupados (de acuerdo a su título y resumen¹¹) como relacionadas y no relacionadas a la tecnología GTL, las cuales se presentan en la tabla 6.2. Las patentes no relacionadas con el proceso GTL son descartadas (323) de la base original (909) quedando 586 patentes relacionadas al tema relevante de esta tesis¹².

De la misma tabla se puede ver fácilmente que el desarrollo de catalizador (con 215 patentes) y el proceso FT (con 156 patentes) ocupan el 63.3% de los registros de invención. También es importante considerar que 15 patentes se agruparon específicamente como relativas a la tecnología GTL y 6 de ellas como relacionadas con la coproducción (Figura 6.3).

¹⁰ Por esto el número de patentes es mayor al número de patentes de los 38 años considerados en el párrafo anterior

¹¹ Resumen = Abstract.

¹² Es importante considerar que dentro de la búsqueda sólo se incluyeron patentes otorgadas y no las solicitudes de patente.

Tabla 6.2 Grupos formados con las patentes de la clasificación 518 de EE.UU.

No relacionadas al GTL		Relacionadas al GTL	
Grupo	No. Patentes	Grupo	No. Patentes
Amoniaco	5	Catalizador FT	215
Biomasa	6	Conservación de producto FT	9
Carbón	8	Control de Proceso FT	45
Metanación	16	Co-producción	6
Otros	16	GTL	15
Oxigenados	272	Mejoramiento de producto	32
		Optimización de opn. FT	6
		Proceso FT	156
		Reactor FT	36
		Syngas	61
		Tratamiento de efluentes FT	5
Subtotal	323	Subtotal	586
		Total	909

Fuente: Elaboración propia con información de USPTO

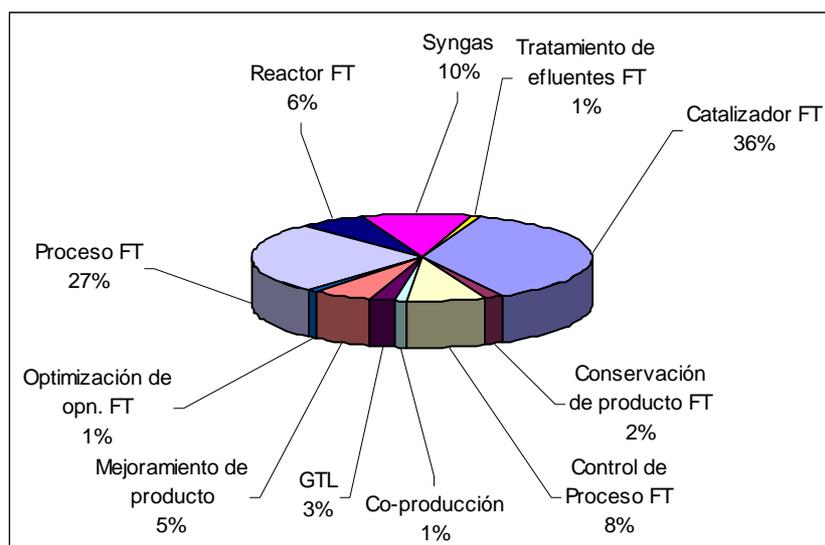


Figura 6.3 Distribución de patentes otorgadas en EE. UU. entre enero de 1984 y agosto del 2005 por grupos relacionados con la tecnología GTL

Fuente: Elaboración propia con información de USPTO

Al revisar los asignatarios de las patentes se tienen 150 compañías con al menos una patente dentro de la clasificación 518, y al eliminar las patentes no relacionadas con esta tesis, se reducen a 87 compañías¹³. Si sólo se consideran las compañías con más de 1 patente (al menos 2), el número de compañías se reduce a 51, y con al menos 3 patentes el número de compañías es sólo de 27 (adicionalmente las patentes asignadas a universidades, diferentes oficinas del gobierno de EE. UU. y las que no tienen asignatario, dan un total 30 diferentes asignatarios). La siguiente tabla presenta una lista los asignatarios con al menos tres patentes y el número correspondiente de sus patentes en los diferentes grupos formados.

Tabla 6.3 Asignatarios y número de patentes de la clasificación 518 para los últimos 20 años.

No.	Asignatario	Total	Catalizador FT	Conservación de producto	Control de proceso	Coproducción	Mejoramiento de producto	GTL	Optimización de proceso	Proceso FT	Reactor FT	Syngas	Tratamiento de efluentes
1	Agip Petrolli	8	5	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0
2	Air Products	16	6	0	1	1	0	0	0	2	0	6	0
3	Amoco	5	1	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0
4	Atlantic Richfield	4	0	0	0	0	0	1	0	2	0	1	0
5	BATELLE	6	5	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
6	BP	18	10	0	0	0	0	1	0	6	1	0	0
7	Conoco	28	7	0	7	0	0	1	0	7	4	2	0
8	Cyanamid	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Chevron	49	2	8	11	0	13	1	4	6	0	3	1
10	EEUU	5	3	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
11	Energy International	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	ENI S.p.A.	3	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
13	EXXON	165	96	0	11	0	7	1	1	21	13	15	0
14	Hydrocarbon Technologies	6	3	0	1	0	0	0	0	2	0	0	0
15	ICI	4	1	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0
16	IFP	26	4	0	1	0	1	0	0	13	6	1	0
17	Johnson Matthey Public Limited Company	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
18	Marathon	5	0	0	0	0	1	0	0	2	0	2	0
19	Mobil	12	3	0	1	0	2	1	0	3	0	2	0
20	Rentech	18	1	0	3	2	0	1	0	11	0	0	0
21	s/cia	14	4	0	0	0	0	0	0	1	5	4	0
22	Sasol	18	4	0	0	0	2	2	0	10	0	0	0
23	Shell	33	10	0	3	0	1	0	0	17	0	2	0
24	Standard Oil	5	2	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0
25	STATOIL	10	3	0	0	1	0	0	0	6	0	0	0
26	Synfuels	3	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0

¹³ Las compañías con más de un nombre de registro de patente fueron agrupadas bajo una misma denominación.

No.	Asignatario	Total	Catalizador FT	Conservación de producto	Control de proceso	Coproducción	Mejoramiento de producto	GTL	Optimización de proceso	Proceso FT	Reactor FT	Syngas	Tratamiento de efluentes
27	Syntroleum	13	4	0	1	0	0	1	0	7	0	0	0
28	Texaco	4	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	1
29	Union Carbide	6	4	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
30	Universidades	10	2	0	3	0	0	0	0	3	0	2	0
	Totales	504	191	8	45	4	27	13	6	133	30	45	2

Fuente: Elaboración propia con información de USPTO

De la tabla anterior es fácil identificar las empresas con una mayor inversión en el desarrollo de la tecnología Fischer-Tropsch, y su enfoque principal. Las compañías más sobresalientes son Exxon y Shell, pero es muy importante considerar que Sasol es la empresa con mayor experiencia en la aplicación comercial del proceso FT, pero no destaca tanto en el número de patentes registradas por ser una compañía Sudafricana que sólo comenzó a patentar su tecnología a nivel mundial en años recientes. Con la tabla anterior sobre el número de patentes también destacan las empresas Instituto Francés del Petróleo (IFP), AGIP Petrolli y Eni S.p.A. que han trabajado de forma conjunta en el desarrollo de la tecnología, (las tres son Europeas) y comparten la propiedad de varias patentes, y la mayor parte de su trabajo lo han enfocado en el desarrollo de catalizadores y Reactores FT: Por otro lado, se encuentra Chevron, la cual posee 50 patentes dentro de la clasificación, que se unió con Texaco, para acumular un mayor “know-how” tecnológico del proceso (mismo caso de Exxon que se ha fusionado con Mobil).

Dentro de las demás empresas se encuentran Rentech y Syntroleum, relativamente nuevas en el mercado con fuertes inversiones de desarrollo tecnológico e interrelaciones con otras empresas y dependencias de gobierno de EE. UU., además de Air Products, la cual también ha trabajado muy fuertemente en el desarrollo tecnológico de la producción del Syngas.

De la tabla anterior es fácil identificar las empresas con mayor desarrollo tecnológico dentro de los diferentes grupos formados para estudiar el proceso GTL, pero este análisis se puede facilitar con el uso de una representación gráfica (Mapa tecnológico), desarrollado en los últimos años, para identificar la estrategia y posición tecnológica seguida por los involucrados en cierto campo tecnológico.

Un Mapa Tecnológico (MT) se puede definir (Galvin, 1998): “Una visión extendida al futuro de un campo de investigación elegido, compuesta del conocimiento colectivo e imaginación de los principales controladores de la tecnología o impulsores del cambio en este campo”. Existen muchos tipos de MT, y en este caso se utilizó la representación basada en las citas de patentes. Las citas se dividen en dos tipos principales: las autocitas y las citas recibidas por otros. Una vez que se han determinado el número de citas se pueden crear índices para determinar el grado de autocopias y el grado de copia por otros de los desarrollos tecnológicos y graficarlos para ubicar un conjunto de empresas de acuerdo a su estrategia que se pueden identificar más fácilmente en la figura 6.4.

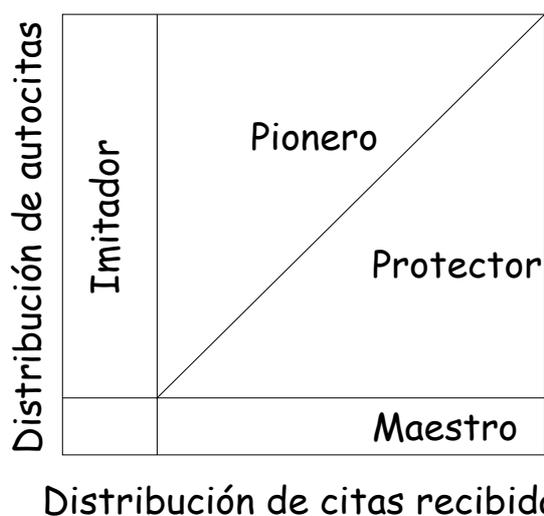


Figura 6.4 Esquema de Mapa Tecnológico para determinar la estrategia seguida por los involucrados en un campo específico en base a las citas en patentes.

Fuente: Mogee, 2001

Cómo se puede observar de la figura anterior, la representación se divide en diversas áreas de acuerdo a la distribución de autocitas y las citas recibidas por otros, utilizando el valor de la mediana para determinar los ejes de separación. Así, construyendo el mapa de posición tecnológica para la síntesis Fischer-Tropsch, con las patentes registradas por las compañías involucradas, se puede determinar fácilmente su estrategia. La figura 6.4 presenta la posición global de las compañías involucradas con la síntesis FT.

Como se puede ver en el mapa anterior la principal compañía líder es Exxon, no tan sólo por su portafolio de patentes (tabla 6.3), sino también por su posición con respecto a las demás, utilizando una estrategia de Protección, que se destaca por un alto grado de autocitación y por las citas recibidas por las demás compañías. Chevron, por otro lado, es un pionero que trata de proteger un desarrollo propio (tiene un alto grado de autocitación). En tercer lugar se coloca Mobil, la cual desarrolló la tecnología MTG, y continúa teniendo desarrollos en el campo FT, pero la mayor parte de su trabajo la enfoca en el desarrollo de oxigenados. Por otro lado se encuentra Shell, que comenzó la operación de su planta GTL en Malasia desde 1990. Un grupo más compacto de compañías (dentro del área de protectores) es el conformado por Texaco, Standar Oil, Union Carbide, IFP, Rentech, Air Products & Chemicals, BP, las cuales presentan un buen desarrollo y han tratado de protegerlo. Las patentes registradas sin asignatario caen dentro del bloque anterior, pero no son un grupo en realidad, ya que los poseedores de estas invenciones son diferentes investigadores, pero son altamente citadas por los otros involucrados. En el cuadrante de maestro se localizan ICI, Atlantic Richfield, Statoil y Syntroleum, las cuales presentan un buen desarrollo que les ha valido ser citadas por otros involucrados. El grupo de patentes marcadas como EE.UU. es el representado por agencias gubernamentales de ese país, que han sido el resultado de la inversión pública para favorecer el desarrollo de esta tecnología, así como el obtenido por las universidades. En el área de Imitadores se encuentran Conoco y Batelle y más abajo Sasol (la cual hasta años recientes comenzó a patentar en EE. UU. y su posición tecnológica en realidad es mejor, utilizando una estrategia de protección), Cyanamid, ENI y AGIP, las cuales trabajan en conjunto con el IFP, Synfuels, Marathon Oil, Energy International, Jonson Matthey e Hydrocarbon Technologies.

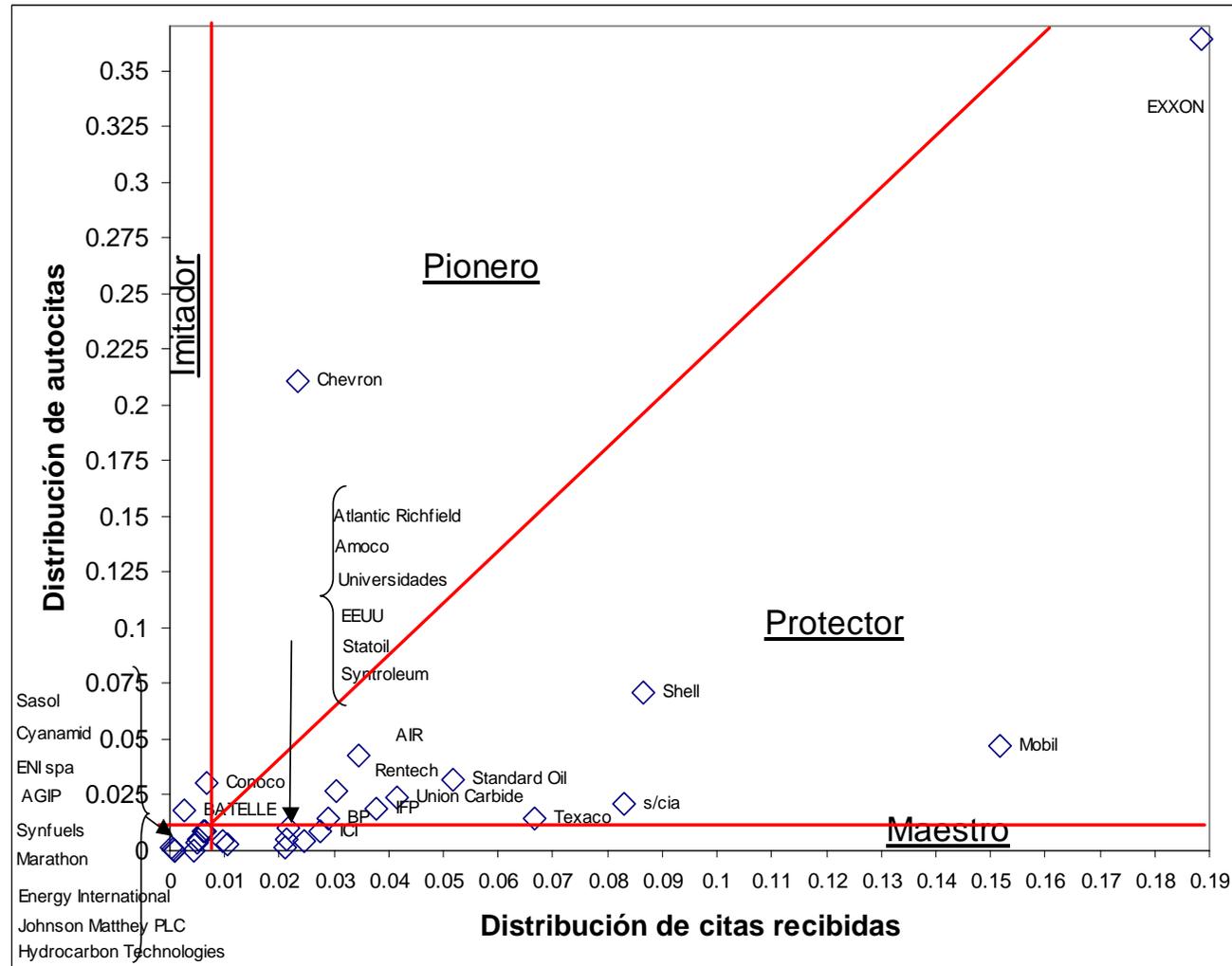


Figura 6.5 Mapa Tecnológico global de Fischer-Tropsch de acuerdo a las patentes concedidas en EE.UU., entre 1984 y 2005.

Fuente: Construcción propia con datos de las patentes concedidas por USPTO entre 1984 y 2005.

Lo anterior serviría para determinar quiénes son los líderes tecnológicos y que tipo de estrategia han utilizado, pero para determinar propiamente cual ha sido su principal área de trabajo, su principal fortaleza se puede incluir en forma de una burbuja correspondiente al tamaño de su parte proporcional de patentes del portafolio global FT, como se representa en la figura 6.6.

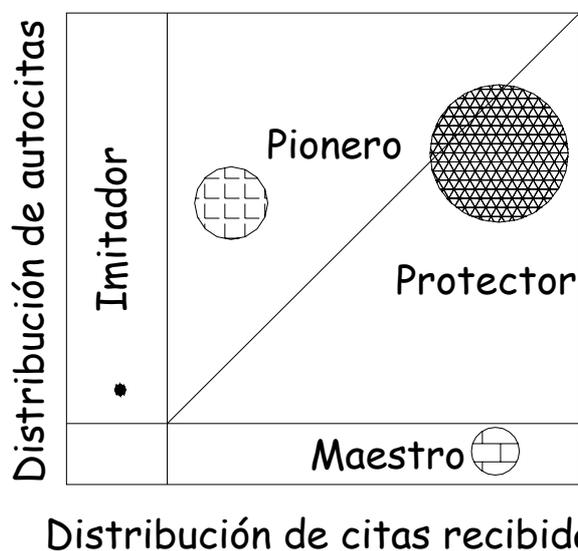


Figura 6.6 Esquema de Mapa Tecnológico para determinar la estrategia seguida por los involucrados en un campo específico en base a las citas en patentes y su participación del portafolio global de patentes.

Fuente: Propuesta propia.

Utilizando un gráfico para incluir la dimensión de participación del portafolio global de patentes, se puede determinar el grado de interés por área específica dentro del sistema global. De esta forma se construyeron los mapas de posición tecnológica dentro de la clasificación FT para: Producción de Syngas (figura 6.7) Catalizador (figura 6.8), Desarrollo de proceso (figura 6.9), Desarrollo de reactor (Figura 6.10), control de proceso (figura 6.11), Coproducción (figura 6.12) y GTL (figura 6.13).

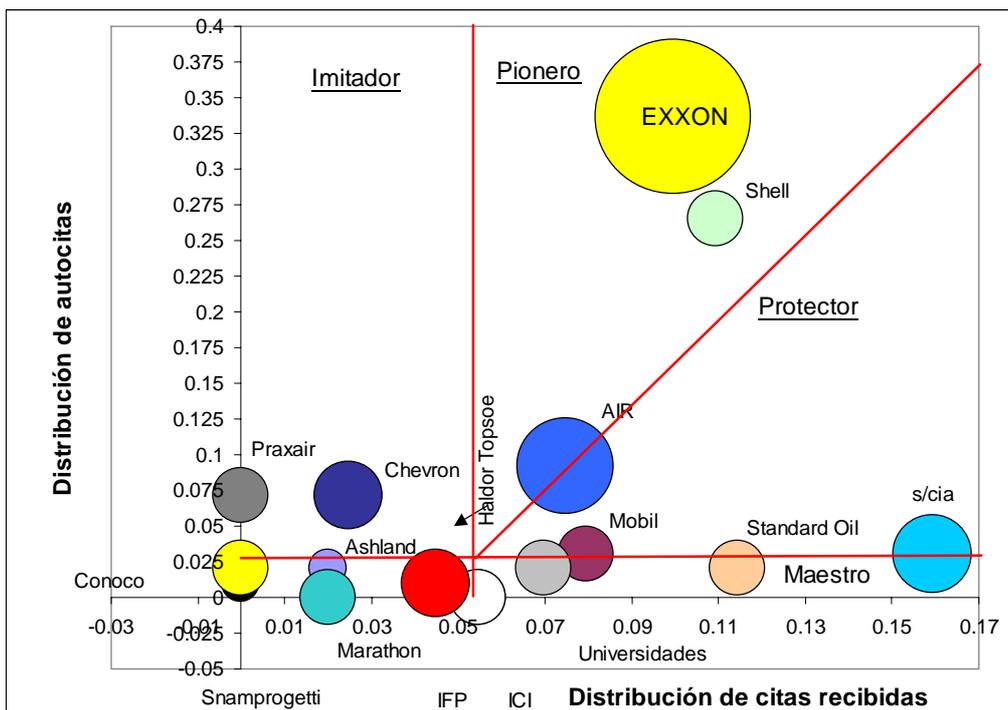


Figura 6.7 Mapa tecnológico de la tecnología de producción de Syngas

Fuente: Construcción propia.

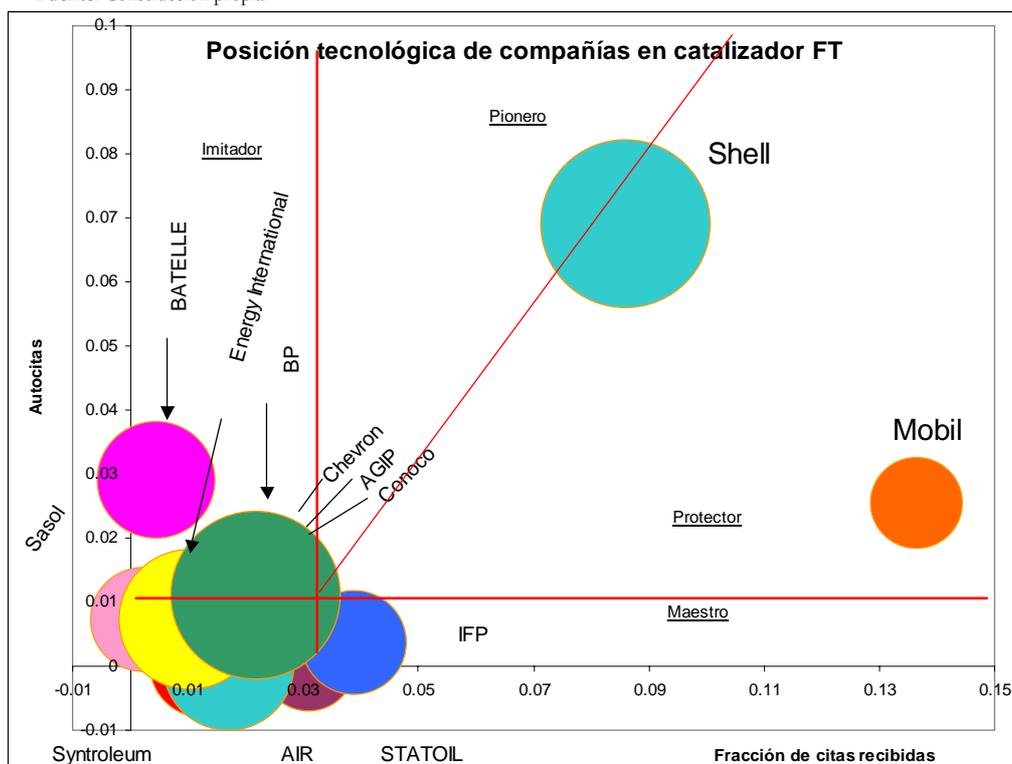


Figura 6.8 Mapa tecnológico de la tecnología de catalizador FT

Fuente: Construcción propia.

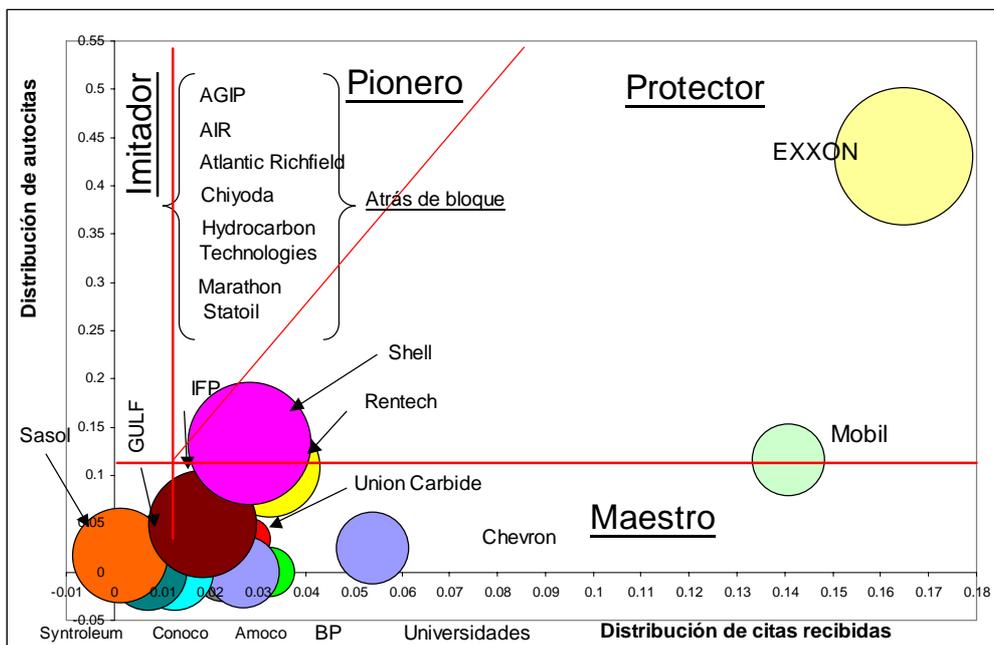


Figura 6.9 Mapa tecnológico del desarrollo de proceso FT

Fuente: Construcción propia.

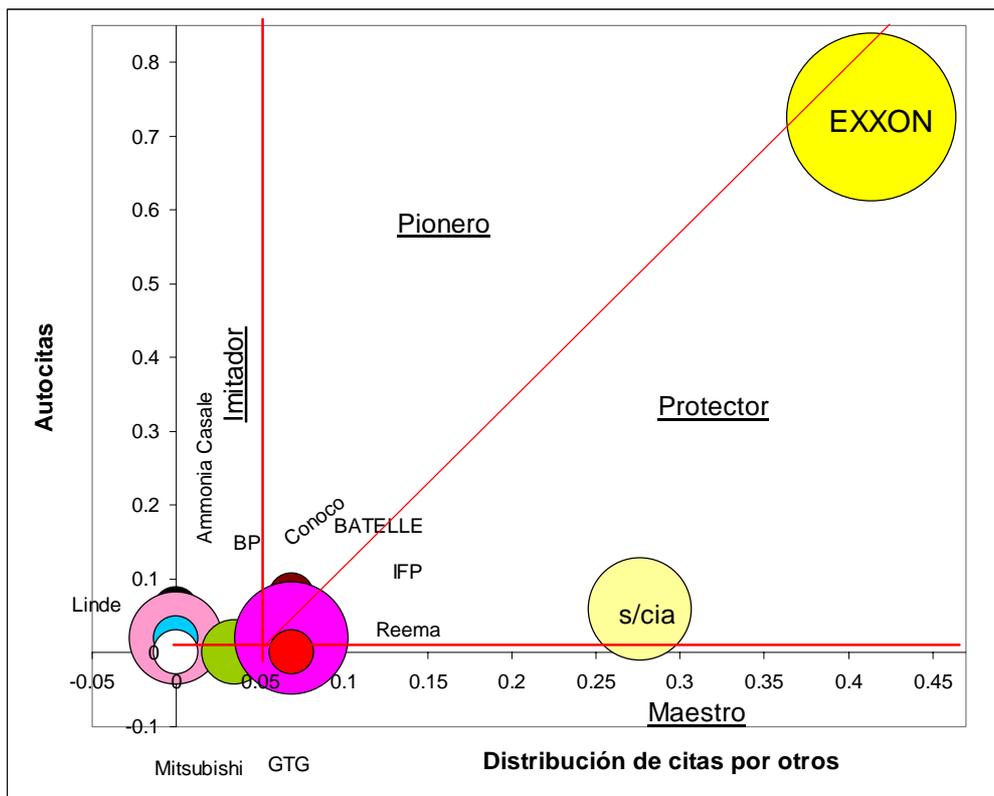


Figura 6.10 Mapa tecnológico del desarrollo del reactor FT

Fuente: Construcción propia.

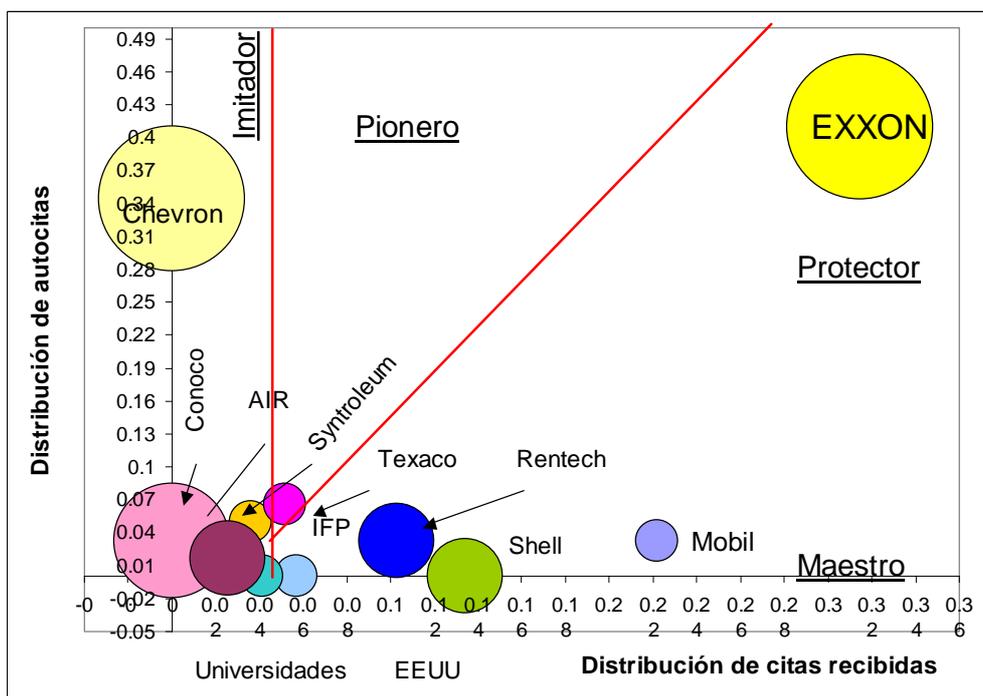


Figura 6.11 Mapa tecnológico del control de proceso FT

Fuente: Construcción propia.

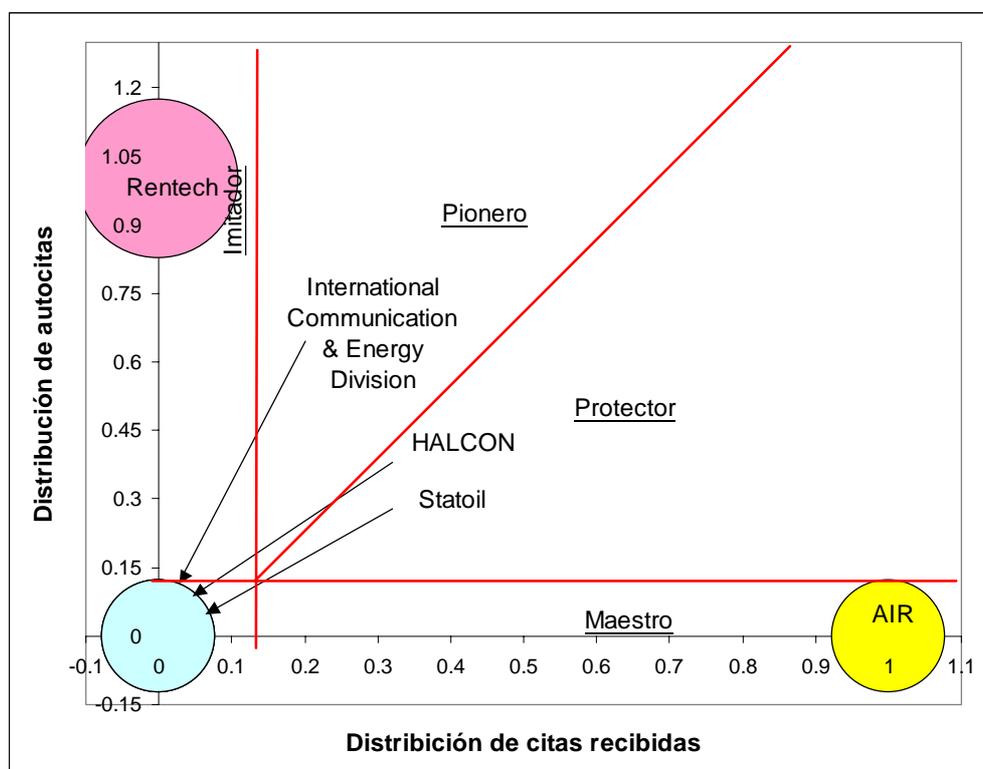


Figura 6.12 Mapa tecnológico de Coproducción

Fuente: Construcción propia.

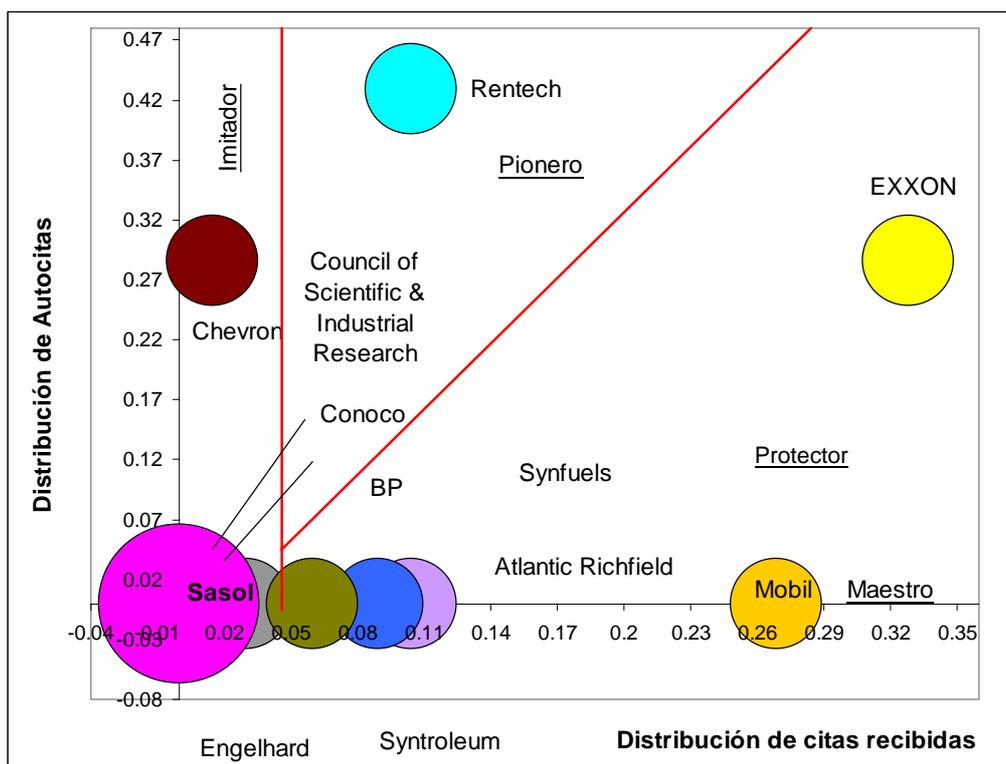


Figura 6.13 Mapa tecnológico de GTL

Fuente: Construcción propia.

6.3 Resultados

Los resultados del análisis del estado de arte tecnológico de la conversión de Gas a Líquidos con el estudio de los registros de patentes arrojó lo siguientes resultados:

Los resultados obtenidos son:

1. El número de patentes otorgadas en el campo de la tecnología Fischer-Tropsch se incrementó desde 1975 y mantuvo un crecimiento constante hasta 1986, donde se identifica un ciclo de desarrollado tecnológico. A partir de 1987 se mantuvo el interés en el campo tecnológico, aunque no de una forma tan dinámica. En 1998 se reactivó un segundo ciclo de intenso desarrollo tecnológico, el cual ha alcanzado el 2005, lo cual demuestra la importancia que los diversos involucrados en esta área tecnológica.
2. Se identifican 11 áreas diferentes dentro de la clasificación global de la tecnología, las cuales, de acuerdo al número de patentes otorgadas, en orden de importancia descendente son: Catalizador FT (36%), Proceso FT (27%), Syngas (10%), Control de proceso (8%), Reactor FT (6%), Mejoramiento de producto (5%), GTL (3%), Conservación de producto (2%), Coproducción (1%) y optimización de operación (1%) y finalmente el tratamiento de efluentes (<1%).

3. Las compañías involucradas en el desarrollo tecnológico que patentan en EE. UU. con al menos 3 patentes son 27, que totalizan 475 patentes de 586 (81%).
4. Se incluyeron para el análisis las patentes registradas por diversas universidades (10 patentes), agencias gubernamentales de EE. UU. (5 patentes) y las patentes sin asignatario (14 patentes), dentro de un solo grupo.
5. Exxon es la compañía líder en la tecnología vista de forma global, pero su principal área de desarrollo es el catalizador FT, aunque también destaca en otros campos.
6. Globalmente se establece un orden de las compañías involucradas con mayor desarrollo como: Exxon, Mobil, Shell, Chevron, Texaco, Standar Oil, Union Carbide, IFP, Air Products & Chemicals, Rentech, BP, ICI, Atlantic Richfield, Amoco, Statoil y Syntroleum.
7. El segundo grupo de compañías esta compuesto por Conoco, Batelle, Sasol, Cyanamid, ENI SpA, AGIP, Synfuels, Marathon Oil, Energy International, Jonson Mathey e Hydrocarbon Technologies.
8. Las patentes sin asignatario se localizan entre las más citadas y si fueran un solo grupo, su estrategia sería de Protector, mientras que las registradas por agencias gubernamentales de EE. UU. y universidades se localizan dentro del cuadrante de maestros, lo cual demuestra un vínculo entre el desarrollo de investigación y la aplicación industrial fuerte.
9. Dentro del grupo de 27 compañías se localizan independientemente IFP, ENI SpA y AGIP, las cuales son europeas y han registrado patentes en grupo (con varios asignatarios), que si se consideraran como una sola entidad, su posición global sería mejor dentro del área de protector como líderes tecnológicos.
10. En el desarrollo de la tecnología de producción de Syngas se encuentran muy bien posicionadas Exxon, Shell y Air Products utilizando una estrategia de pioneros de desarrollo tecnológico, ésta última, encabeza los desarrollos de membranas presentado en el capítulo anterior. En esta área también se encuentran bien posicionadas Mobil, Standar Oil, ICI e IFP, además de otras compañías (figura 6.7)
11. En el desarrollo de catalizador FT, Exxon ocupa la mejor posición con respecto a sus competidores, utilizando una estrategia de protector engloba el 50.26% de todas las patentes de esta área. Seguida desde muy lejos, se encuentran Shell, IFP, Conoco AGIP, Chevron, Statoil, Air Products, BP, Energy International, Batelle, Sasol y Syntroleum (figura 6.8)
12. El desarrollo de proceso ocupa el segundo lugar dentro de las áreas identificadas. En ésta, la distribución de patentes es más homogénea (tamaño de las burbujas), aunque también es Exxon la compañía líder, Mobil se encuentra bien posicionada dentro del sector, seguida por el grupo de compañías compacto, de estrategia y participación similar compuesto por: Chevron, Shell, Rentech, Union Carbide, Universidades, Amoco, Conoco, AGIP, Air Products, Atlantic Richfield, Chiyoda, Hydrocarbon Technologies, Marathon Oil, Statoil, Gulf, Syntroleum y Sasol Figura 6.9).

13. Con respecto al desarrollo de reactor, de nueva cuenta Exxon es la compañía líder, pero en esta área tecnológica aparecen 4 compañías no consideradas dentro del grupo restringido de estudio, que son Reema y Mitsubishi (producción de oxigenados e hidrógeno), Amonia Casale (producción de amoníaco) y GTG, compañía padre de Syntroleum (aunque no se encuentra una referencia exacta mas que el nombre de inventor para ambos asignatarios -Keneth L. Agee-). Destacan además IFP, Batelle Conoco y BP (figura 6.10).
14. En el control de proceso FT las compañías involucradas son las mismas que se han mencionado anteriormente, pero en esta área específica, destacan por su participación, además de Exxon, Chevron y Conoco, aunque éstas utilizan una estrategia de imitadores propiamente (figura 6.11).
15. Con respecto al desarrollo tecnológico de coproducción sólo se encuentran 5 compañías involucradas, lo que la localiza como un área tecnológica emergente y será necesario determinar su evolución en el corto y mediano plazo para determinar su desarrollo. Air Products es la compañía maestra en esta área, y es imitada por Rentech. En una posición de seguidores se encuentran International Communication & Energy Division, Halcon y la noruega Statoil (Figura 6.12).
16. Finalmente, considerando únicamente las patentes enmarcadas dentro del área de GTL se localizan 15 patentes distribuidas entre 9 compañías, pero estas si se localizan específicamente dentro del apartado de GTL. Exxon vuelve a ser la compañía líder con una estrategia de Protector, acompañada de Rentech, con estrategia de Pionero. Dentro del grupo de empresas destacadas con una estrategia de Maestro se encuentra Mobil seguida de Atlantic Richfield, BP y Syntroleum que pueden. En el cuadrante de imitador se localiza Chevron y como seguidores Engelhard y Sasol, la cual hasta hace pocos años comenzó a patentar en EE.UU. y tiene el mayor número registros de invención, y en realidad debería de ser considerada como la compañía líder tecnológica del proceso.

6.4 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se revisó, conforme a las técnicas de Inteligencia Tecnológica el Estado de Arte tecnológico del proceso de conversión de GTL a través del análisis de las patentes registradas en EE. UU. Para este análisis se hizo uso del mapa tecnológico para determinar la estrategia tecnológica desarrollado por Mary Ellen Mogege, en base a la citación de patentes, y posteriormente fue modificado para determinar las áreas de desarrollo tecnológico en función a la participación del patente de portafolios global de la tecnología FT, y más en especial con respecto a la tecnología GTL.

Como conclusiones se tienen las siguientes:

1. Actualmente se tiene un fuerte interés en el desarrollo tecnológico del proceso de conversión GTL y más específicamente, en el área de desarrollo de catalizador y proceso.
2. Se identificaron dos áreas emergentes de desarrollo tecnológico como la coproducción y el GTL.

3. Los procesos desarrollados han sido resultado de una innovación incremental, debido a que la principal estrategia tecnológica utilizada por los involucrados es de protector y maestro, siendo el área menos poblada la de Pionero, y localizándose la mayoría de los involucrados dentro de las áreas de Imitadores.
4. Exxon es la compañía con un mayor conocimiento, desarrollo e interés tecnológico de desarrollo.
5. El análisis muestra que Exxon, Mobil, Shell, Chevron, Texaco, Standar Oil, Union Carbide, IFP, Air Products & Chemicals, Rentech, BP, ICI, Atlantic Richfield, Amoco, Statoil y Syntroleum son las compañías líderes globalmente para la tecnología FT.
6. Para el caso del GTL las compañías con un mayor desarrollo se resume a: Exxon, Rentech, Mobil, Atlantic Richfield, BP, Syntroleum, Chevron, Engelhard y Sasol.

En el apéndice C se presentan los diagramas de flujo y descripción de los procesos patentados por algunas de las compañías involucradas en el desarrollo tecnológico GTL.

6.5 Bibliografía

1. **Ashton, W. B. (1997)** *Keeping a breast of science and technology: technical intelligence for Business*, Editorial Batelle Press, EE.UU.
2. **Bautista, T. J. (2001)** *Mapas tecnológicos: aplicación a la refinación del petróleo*, Tesis de la facultad de Ingeniería de la universidad Nacional Autónoma de México, México, 86 páginas.
3. **CETISME, (2003)** *Inteligencia Económica y Tecnológica; guía para principiantes*, editada por la Comunidad de Estados europeos, España, 127 Páginas.
4. **Guzmán, M. V. S. (1999)** *Patentometría: Herramienta para el análisis de oportunidades tecnológicas*, Tesis de la Facultad de Economía de la Universidad de la Habana, Cuba, 136 páginas.
5. **Mogee, M. E. (1997)** *Patent technology Intelligence en keeping a breast of science and technology: technical intelligence for Business*, editado por Ashton, Editorial Batelle Press, EE.UU.
6. **Narin, F. (1995)** *Indicators for the evaluation of industrial research output*, Scientometrics, volumen 34 número 3, páginas 489-496
7. **Olivares, E. B. (2003)** *Mapeo tecnológico usando systematic Layout Planning (SLP): caso de la investigación de biomateriales*, Tesis del ITESM, México, 102 páginas.
8. **Rodríguez, H. H., (2001)** *Trayectoria innovativa y estrategias tecnológicas en los procesos FCC: un análisis de patentes otorgadas en EE. UU. 1976-2000*, Tesis de la Universidad Autónoma Metropolitana, Xochimilco, México, 98 páginas.

Capítulo 7: Evaluación económica preliminar del proceso GTL

7.0 Introducción

Después de haber realizado un análisis tecnológico del proceso de conversión de gas natural a líquidos, en este capítulo se realiza la evaluación económica preliminar de un proyecto de construcción de una planta GTL genérica a ser instalada en México, con diversas capacidades y escenarios. Para la presente evaluación se utilizó la información disponible en la literatura de los proyectos actualmente bajo desarrollo. Se establecieron 3 plantas hipotéticas de capacidades de 10,000, 20,000 y 40,000 bpd bajo dos escenarios básicos (optimista y pesimista) y se determinó el valor presente neto (VPN) de los flujos de efectivo de los proyectos, se determinó el comportamiento económico del proyecto en función de la variación de la disponibilidad (días de operación, del precio Gas Natural, y su combinación con el precio del petróleo, finalmente se utilizó la técnica de simulación Montecarlo para determinar el grado de riesgo de las plantas.

7.1 Costos de una planta GTL

Los costos de una planta para la producción de combustibles sintéticos mediante el proceso GTL se han reducido de acuerdo a los anuncios de las principales compañías involucradas en el desarrollo tecnológico. Existen diferentes distribuciones de los costos de una planta GTL. En las tablas 7.1 a y 7.2 se presentan tres distribuciones de costos:

Tabla 7.1 distribución de costos de inversión de una planta GTL de acuerdo a Shell

	Shell (Clarke 2003 y 2004)	
	MMUS\$	%
Generación de Syngas	420	33.6
ASU	200	16
síntesis FT	180	14.4
Instalaciones suplementarias, servicios y catalizador	120	9.6
Mejoramiento de producto	110	8.8
Generación eléctrica	100	8
Pretratamiento de GN	40	3.2
Otros	80	6.4
Total	1,250	100
capacidad	50,000	bpd
costo por barril instalado	25000	US\$/b

Tabla 7.2 Distribución de costos de inversión de una planta GTL (%)

	Moncleriet, (1998) %	Foster-Wheeler (Cooke, 2003) %
Generación de Syngas+ASU	33	30
Síntesis FT	18	15
Instalaciones suplementarias, servicios y catalizador		35
Mejoramiento de producto		10
Otros		10
Operación y mantenimiento	23	
Materia prima (GN)	21	
total	100	100

Las divisiones de costos anteriores varían en función de aspectos tecnológicos (escala y tipo de tecnología utilizada) o localización de la planta, pero es una indicación a groso modo de la distribución de costos de un proyecto GTL.

7.1.1 Costos de inversión

El costo de inversión de una planta se puede reducir a los costos de los equipos y de construcción. Estos dos tipos de costos de inversión se incluyen dentro del costo de contrato con una empresa de servicios de IPC (Ingeniería, Procura y Construcción). El tiempo de construcción de la planta puede afectar los flujos de efectivo del proyecto. De acuerdo a la empresa de ingeniería Black & Veath, el tiempo de construcción de una planta GTL varía entre 38 y 48 meses, dependiendo del tamaño de la planta (Fagundes, 2004), Por otro lado, Ghaemmaghami (2001) publicó que, para Foster Wheeler, el tiempo de desarrollo de un proyecto sólo sería entre 30 y 33 meses con la tecnología de Sasol. Teniendo en cuenta que la fase de construcción puede alcanzar cuatro años, los costos financieros asociados, de inmovilización de capital y de financiamiento pueden ser grandes.

Es importante señalar que los costos de OSBL (Fuera de Límites de Batería, Outside Battery Limits) son muy importantes. Estos incluyen los costos de inversión de las unidades de procesamiento de gas natural (UPGN), planta de producción de electricidad, tratamiento de aguas negras, sistema de agua de enfriamiento y sistema de mejoramiento de producto. Los costos OSBL pueden alcanzar hasta el 35% de los costos totales de inversión de una planta GTL (tabla 7.2). Dependiendo de la localización de la planta estos costos pueden variar mucho. Si la planta GTL se localiza contigua a una refinería o unidad GNL, los costos OSBL del proyecto serán menores.

A pesar de que la tecnología GTL se encuentra en una etapa de crecimiento, no hay datos disponibles de costos de inversión que pudieran ser utilizados como referencia de los proyectos recientes. Los costos de inversión de las plantas GTL construidas a principios de 1990 (Shell y Petrosa) se localizan muy por encima de los anunciados recientemente para los proyectos de

Nigeria y Katar. Los costos de inversión de las plantas de Shell (Malasia) y Petrosa (Mossel Bay) tuvieron costos de inversión en el orden de 50,000 y 40,000 US\$ por barril de capacidad instalada, Sasol-Chevron anunció costos de inversión entre 26,000 y 35,000 US\$ por barril de capacidad. Las figuras 7.1 y 7.2 presentan la reducción de costos de inversión por barril de capacidad de las plantas GTL instaladas en los últimos 25 años.

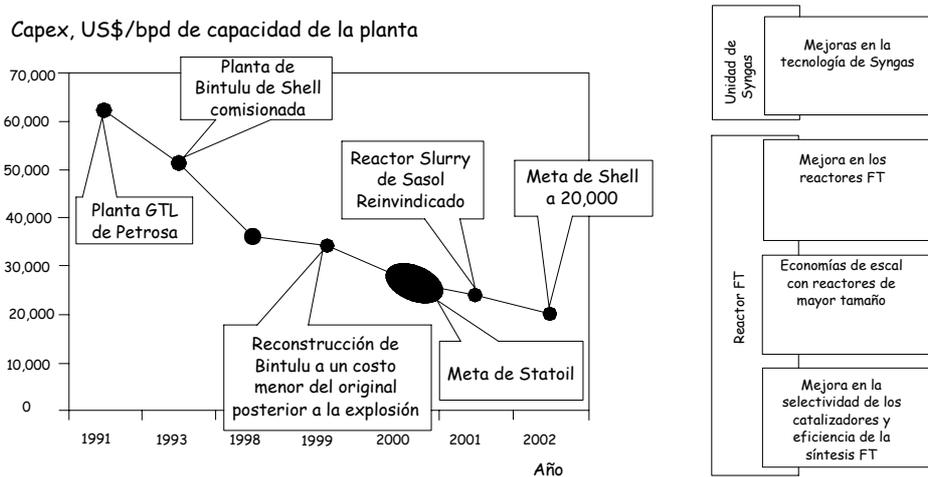


Figura 7.1 Costos por capacidad de las plantas GTL

Fuente: Statoil, 2004

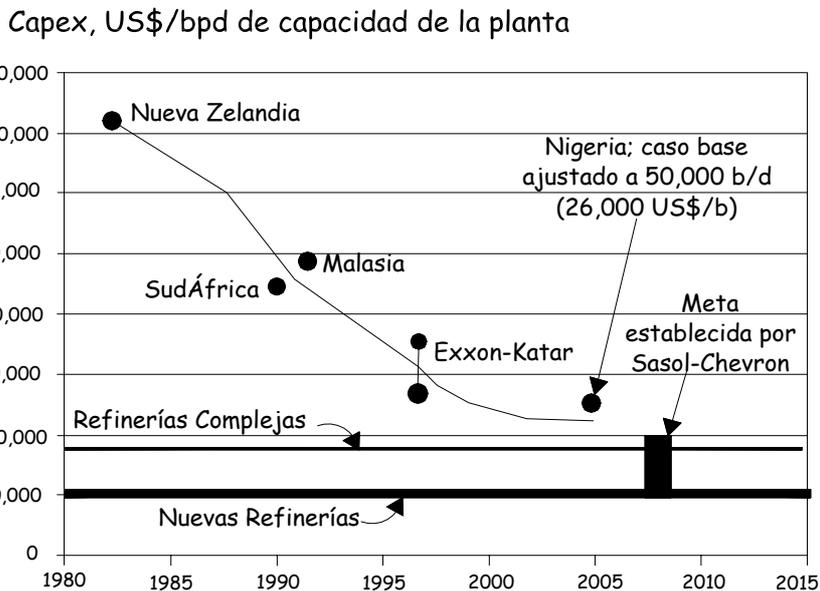


Figura 7.2 Gastos por capacidad de las plantas GTL^(a)

Fuente: Petrobras, 2005 (a) La planta de Nueva Zelanda es una planta MTG

Con los desarrollos actuales se estima que la reducción de los costos podrían llegar a ser menores a 10,000 US\$ por barril de capacidad instalada de acuerdo a British Petroleum (figura 7.3), por la experiencia adquirida en el desarrollo de los proyectos actuales, la integración del proceso con la liquefacción de GN y las economías de escala.

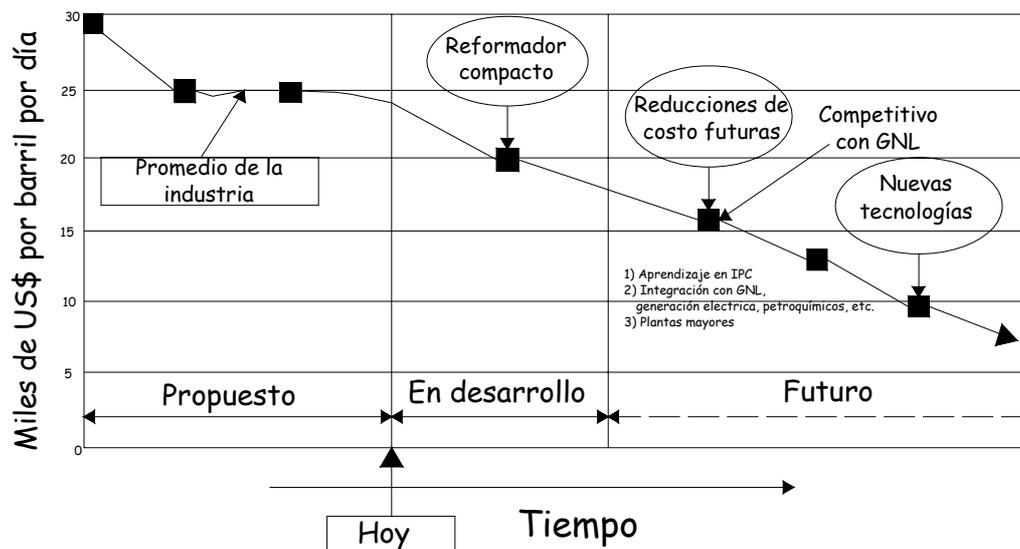


Figura 7.3 Costos por capacidad de las plantas GTL

Fuente Smith, 2004

Teniendo en consideración de que no existen plantas en operación que hayan sido construidas con estos costos, y teniendo en cuenta el riesgo tecnológico asociado con los mismos, debido a la falta de experiencia de las empresas de IPC con la tecnología, esto también incrementa el riesgo que resulta en un nivel de costos más elevado del anunciado por los licenciadores tecnológicos.

A pesar de que los reactores FT no han atravesado completamente sus fases de escalamiento¹⁴, las economías de escala son significativas para las plantas GTL. Según Oukaci (2002), los trenes de producción de gas de síntesis poseen una escala máxima relativamente pequeña, con una producción apenas suficiente para una planta de 10,000 bpd. Asimismo, para una planta de mayor capacidad sería necesario invertir en varios trenes de producción de Syngas. Según Hill (1998) uno de los principales factores que contribuyen para limitar el tamaño máximo de las plantas de Syngas es el tamaño de la planta de oxígeno.

Todavía no existe una relación convincente para determinar el efecto de las economías de escala, ya que para los principales involucrados tienen diversos costos de inversión. La figura 7.4 presenta una recopilación de los datos de costos de inversión por barril de capacidad instalada contra la capacidad total de la planta de algunas compañías involucradas en el desarrollo GTL. Este efecto es mucho mayor en Shell, la cual con capacidades del orden de 10,000 bpd (Malasia) tuvo costos de inversión del orden de 70,000 US\$ por bpd, mientras que Sasol para la misma capacidad se localiza en el intervalo de 33,000 US\$ a 23,000 US\$. La misma Shell y Exxon en la actualidad, para capacidades de 50,000 bpd presenta un costo de 28,000 y 23,000 US\$ por barril diario instalado.

¹⁴ Las unidades de producción de gas de síntesis y los reactores FT poseen una escala máxima por tren relativamente reducida, lo que les reduce su potencial, en términos de las economías de escala, de ser usados en plantas de alta capacidad, mayor a 50,000 b/d.

Syntroleum, para capacidades de 20,400 bpd, anunció que su costo de inversión es de US\$20,000 por barril diario de capacidad (Agee, 2004). Por otro lado, Ghaemmaghami (2001) publicó que, en general para la industria, el costo de inversión se localizaba entre 17,000 y 22,000 USD por barril de capacidad instalada con un incremento en la eficiencia térmica debida a los desarrollos tecnológicos.

También Sasol publicó que 100 MMPSCD de gas natural producen 10,000 bpd de combustibles líquidos sintéticos para el transporte, con un costo de inversión de 250 a 300 US\$ millones y un costo de inversión de 25,000 a 30,000 US\$ por barril de capacidad con su tecnología de reactor Slurry (Sasol, 2004). En los próximos años se espera lograr 14.4 US\$/barril de combustible sintético (Syntroleum, 2001), con la perspectiva de que este tipo de plantas estarán masivamente instaladas en el año 2015.

Para Rentech, con una capacidad de producción de 10,000 bpd el costo de inversión es de 39,000 US\$ por barril de capacidad instalada e incluye los costos IPC y de regalías (Rentech, 2004).

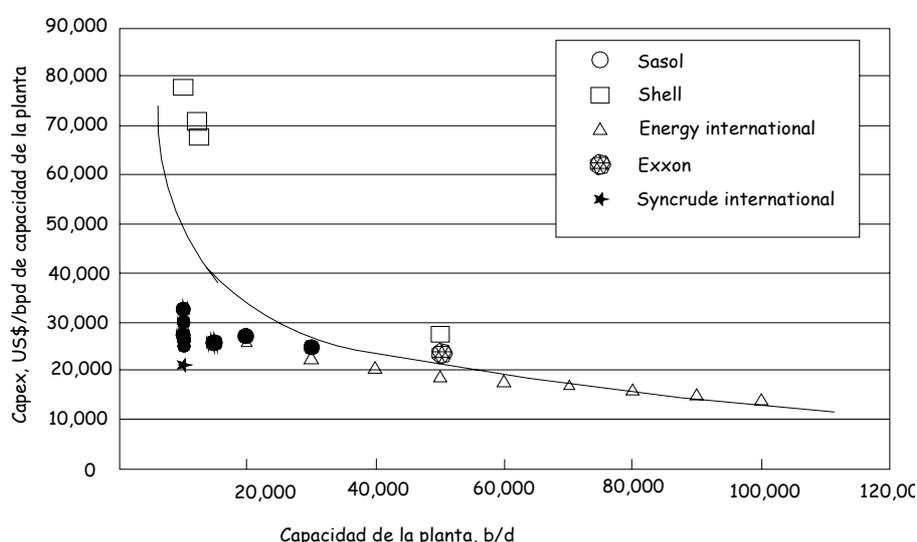


Figura 7.4 Costos de inversión contra la capacidad de las plantas GTL

Fuente: Cao, 2003

Conoco anunció costos de inversión de 28,000 US\$ por barril de capacidad instalada, considerando una capacidad total de 50,000 bpd (ConocoPhillips, 2005).

Godley y otros (1998) estimaron que el costo de capital de una planta de 50,000 b/d era aproximadamente el 70% del costo de una planta de 15,000 b/d. La empresa Black & Veath estimó una función para la escala de las plantas GTL, a partir de 13 proyectos ya construidos (la mayoría plantas piloto). Esta función ($r^2=0.967$) es:

$$Y = 1.33X^{0.622}$$

Donde Y es el costo de inversión en millones de dólares y X es la capacidad de la planta en bpd. Esta función es muy similar a la economía de escala de una petroquímica típica. Se puede

observar a través de los valores ilustrativos de la tabla 7.3, calculados para diversas capacidades, que cada vez que la capacidad se duplique, la inversión apenas crece aproximadamente el 50%.

Tabla 7.3 Costo de inversión por economías de escala de una planta GTL

Capacidad (bpd)	Costos de inversión (millones de US\$)	Costos por barril (miles de US\$)
5,000	266	53.17
7,500	342	45.61
10,000	409	40.91
20,000	630	31.48
25,000	723	28.94
30,000	810	27.01
50,000	1,113	22.27
75,000	1,433	19.10
100,000	1,713	17.93

7.1.2 Costos de Operación

Los *costos de operación total* reflejan los *costos de materia prima* (gas natural) y los *costos de operación y mantenimiento* (O&M). Para el Departamento de Energía de EE. UU. (World LNG/GTL, 2003) se estimó que los costos de O&M para una planta GTL de \$5 US por barril. El mismo valor también fue dado por ICGTI (2001). Según Henri de Wet (2002), director de Petrosa los costos de O&M de su planta en Sudáfrica se sitúan en 4.8 US\$ por barril. La meta de la empresa es reducir los costos hasta 3 US\$/barril en 2005 esperando una reducción de sus costos de operación de 35%. Por otro lado, las empresas con tecnología GTL (plantas de baja escala), difieren mucho en los valores de costos de O&M, para Syntroleum (2004) los costos son de 3.5US\$ por barril de capacidad, mientras que Rentech (2004) anuncio un costo de O&M de 7 US\$ por barril de capacidad.

7.1.3 Costos del Gas Natural

El consumo de gas natural para una capacidad dada de producción dependerá de la eficiencia energética de la planta. Cuanto mayor sea esta eficiencia, menor será el consumo de GN, para producir una cantidad dada de combustible sintético.

Actualmente la eficiencia media de las tecnologías disponibles es del orden del 60 al 65%. Con estos niveles de eficiencia, se estima que el consumo de GN por barril de combustibles sintéticos esta entre 8.20 a 10.2 MMBTU. Obviamente estos números varían de acuerdo al GN utilizado; por ejemplo, Choi (2001) calculó un consumo de 10.7 MMBTU de GN por barril de combustibles sintéticos producido, utilizando tecnología de oxidación parcial para la producción de Syngas, y la sección GTL con reactores FT de lecho slurry y catalizador de cobalto. El mayor consumo de GN de acuerdo a Choi se debe al uso de un GN de baja calidad, y un contenido de CO₂ del 13% (gas asociado).

En general un análisis económico de las plantas GTL atribuyen al GN un costo de 0.5 a 1.0 US\$ MMBTU, llegando inclusive a considerar costos de 2.5 US\$ por MMBTU. Este intervalo mínimo de precios se utiliza para hacer viable el aprovechamiento de reservas de gas sin explotar. En otras palabras el costo se aproxima al costo medio de producción. Es importante resaltar que cada aumento de 0.5 US\$ por millón de BTU en el costo del gas natural, eleva el costo total de los combustibles producidos entre 4 y 5 US\$ por barril; con respecto a este valor, más adelante, se realiza la evaluación de la variación en el precio del GN en las tres plantas consideradas.

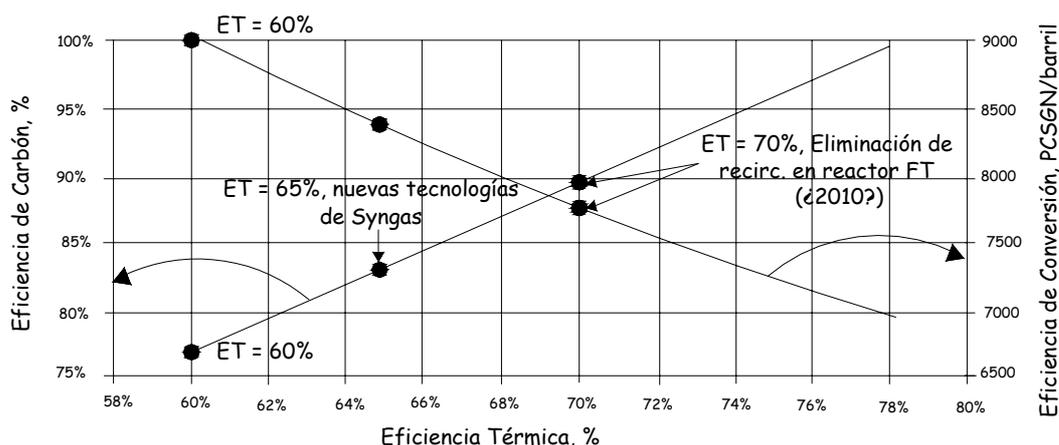


Figura 7.5 Relación entre la eficiencia térmica, la eficiencia de carbón y el consumo de GN para producir combustibles sintéticos-

Fuente: BP, 2002

7.1.4 Ingresos potenciales de una planta GTL

Los principales ingresos de una planta GTL provienen de la comercialización de los combustibles líquidos sintéticos en el mercado internacional. De esta forma, los ingresos de una planta GTL están muy estrechamente ligados al precio internacional del petróleo. Una planta GTL puede producir, dependiendo de la tecnología utilizada, todo tipo de hidrocarburos líquidos sintéticos (capítulos 5). En la actualidad las plantas GTL en operación producen básicamente dos tipos de productos (diesel sintético –Petrosa-) y especialidades (lubricantes, ceras y parafinas, solventes, fluidos para perforación de petróleo, productos para usos alimenticios, etc. –Shell-). La distribución final de productos puede variar de acuerdo a las unidades de proceso utilizadas en el mejoramiento de producto; Rhamin (2005), propone la distribución de producto obtenido al considerar una unidad de hidrocrackeo como se muestra en la tabla 7.4.

La planta de Shell en Malasia, también produce nafta petroquímica como materia prima para la comercialización de diesel presenta como ventaja ser un mercado internacional bien desarrollado e integrado. El diesel sintético puede ser mezclado con diesel convencional y vendido en el mercado internacional.

El mercado de especialidades es más reducido que el mercado de diesel. En contraparte, sus márgenes son mucho más elevados. El precio de la grasa, por ejemplo, se sitúa en 440-660 US\$ por tonelada, que corresponde a cerca de 11 a 16 US\$ por MMBTU. Teniendo en cuenta que el GN es suministrado a un precio inferior a 1 US\$/MMBTU, los márgenes son mayores.

Asimismo, teniendo un mercado potencial adecuado, la producción de especialidades puede presentar una excelente opción.

Según Singleton (2002), una planta GTL dedicada a las especialidades puede obtener ingresos entre 60 y 80US\$ por barril, dependiendo de la distribución de productos obtenidos. Como las plantas dedicadas a la producción de combustibles líquidos sintéticos pueden obtener, como media, un margen de 30% en relación al precio del petróleo.

Tabla 7.4 composición típica de producto de una planta GTL

	Sin hidrocrqueo (%)	Con hidrocrqueo (%)	Comentarios
GLP	2	4	<ul style="list-style-type: none"> • Similar a refinerías • Puede ser co-procesado y vendido
Nafta	18	26	<ul style="list-style-type: none"> • Parafinas de cadena lineal • Cero contenido de azufre • Puede ser alimentado a una unidad de craqueo
Diesel	50	70	<ul style="list-style-type: none"> • Alto índice de cetano • Cero contenido de azufre • Baja densidad • Bajo contenido de aromáticos
Lubricantes	30	≈1	<ul style="list-style-type: none"> • Alto grado • Baja volatilidad • Baja viscosidad • Cero contenido de azufre
Ceras	10	≈1	<ul style="list-style-type: none"> • Alta calidad

Fuente: Rhamin, 2005

La producción de queroseno de aviación podría ser otra opción interesante. Algunas barreras deben de ser consideradas en este mercado. Primeramente, el quemado de queroseno de aviación esta sujeta a restricciones ambientales locales. El combustible sintético pierde, por tanto, un diferencial de calidad importante debido a la falta de azufre. Además de esto, la comercialización de este nuevo combustible requiere un proceso de certificación en relación con las normas de IATA. Actualmente, no existe la comercialización del queroseno de aviación sintético.

Staigerwald (2002) estimó que para el caso de EE. UU., el diesel GTL podría ser mezclado en proporciones del 6% con el diesel convencional. Uno de los principales problemas con este diesel son los grados API requeridos por las normas de ese país. Los grados API del diesel FT son mucho mayores a los del diesel convencional. Staigerwald estimó también que la ganancia potencial para el diesel FT en relación con el diesel “ultra bajo en azufre” (Ultra Low Sulphur, ULS) producido actualmente en el mercado californiano se sitúa en torno de 5 centavos de dólar por galón. Entretanto, el costo adicional de diesel ULS se estima en 4 US\$/b mayor al producido en otros estados. Si se considera como un costo evitado en la producción de diesel ULS, existirían aproximadamente 8 US\$/b que serían aprovechados por los productores de combustible sintético. Según Jean Bercy del IFP (Fagundes, 2004), en estudios realizados por esa

institución, llegaron a la conclusión de que las refinerías de Europa estarían dispuestas a pagar un máximo de 15% para adquirir diesel “limpio” para cumplir las normatividades ambientales.

La tabla 7.5 presenta una consolidación de los márgenes de oleo, diesel y de nafta en relación con el precio del petróleo de los últimos 5 años, asimismo como el margen medio considerado para las especialidades y la ganancia media considerado para diesel GTL.

Tabla 7.5 Productos y márgenes de plantas GTL

Producto	Margen Medio en relación con el precio del petróleo	Premio medio considerado
Oleo Diesel	28%	10%
Nafta	10%	
Especialidades	60-80 US\$/b	

7.2 Modelo de Análisis Económico financiero utilizado

A partir de un análisis de costos y de ingresos presentado en las secciones anteriores, se elaboró una base de datos técnico-económicos que pudieran ser utilizados para un estudio de viabilidad económica de una planta GTL.

Los datos de la tabla 7.6 se refieren a una planta GTL genérica. Los costos de inversión total incluyen todos los servicios directamente ligados a la planta (generación de energía eléctrica y sistemas de agua de enfriamiento, sistemas de almacenamiento), gastos de transporte (gasoductos) y descarga o embarque de producto (infraestructura portuaria). Se proponen tres plantas de capacidades diferentes para el análisis 10, 20 y 40 mil bpd. Para cada planta, los datos técnicos y económicos se presentan en un intervalo que refleje, por un lado, los riesgos tecnológicos, y por otro, las incertidumbres económicas intrínsecas del mercado del petróleo, y se establecieron escenarios de evaluación optimistas y pesimistas. Los casos considerados presupone que la planta produzca básicamente tres tipos de productos: diesel, nafta y especialidades.

Tabla 7.6 Principales datos técnico-económicos de proyectos GTL para evaluación económica

	Planta 10,000 bpd	Planta 20,000 bpd	Planta 40,000 bpd
Tiempo total de construcción (meses)	30-36	36-42	42-48
Costo de inversión total (miles de US\$ por barril)	30-40	25-35	22-30
Costo de operación y mantenimiento (US\$/b)	4-5	4-5	4-5
Consumo de GN (m ³ /barril)	260-280	260-280	260-280
Disponibilidad (días por año)	340	340	340
Producción de diesel (bpd)	6,000	12,000	24,000

Tabla 7.6 Principales datos técnico-económicos de proyectos GTL para evaluación económica (cont.)

	Planta 10,000 bpd	Planta 20,000 bpd	Planta 40,000 bpd
Producción de nafta (bpd)	3,000	6,000	12,000
Especialidades (bpd)	1,000	2,000	4,000
Margen total de diesel en relación con el precio del petróleo	30-35%	30-35%	30-35%
Margen total de la nafta en relación con el precio del petróleo	12-15%	12-15%	30-35%
Precio de especialidades (US\$/b)	60-80	60-80	60-80
Precio del gas natural (US\$/MMBTU)	0.5-1.0	0.5-1.0	0.5-1.0
Precio real medio del petróleo durante el ciclo de vida del proyecto (US\$/barril)	15-30	15-30	15-30
Duración del proyecto (años)	20	20	20

A partir de estos datos se elaboró un análisis de los flujos de caja del proyecto donde se consideraron las siguientes hipótesis: 1) costos e ingresos en US\$ corrientes, 2) tasa de descuento del 10% al año, 3) tasa de impuestos 25%, y 4) depreciación lineal durante la duración del proyecto.

7.3 Resultados

Se consideraron dos escenarios base para la evaluación económica. El escenario **optimista** que se refiere al caso extremo donde las variables económicas y técnicas son las más favorables del intervalo establecido, mientras que el escenario **pesimista** es aquel en el que las variables tienen los valores más desfavorables. La tabla 7.7 muestra una lista de las variables consideradas y sus valores utilizadas para el análisis de flujos de caja descontados para los dos escenarios y las tres capacidades de planta propuestos. Los resultados del análisis de los flujos de caja se presentan en la tabla 7.8 y la figura 7.6.

Tabla 7.7 Análisis de los flujos de caja para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd)

	Planta 10,000 bpd		Planta 20,000 bpd		Planta 40,000 bpd	
	Optimista	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista	Pesimista
Capacidad de la planta (bpd)	10,000	10,000	20,000	20,000	30,000	30,000
Tiempo total de construcción (meses)	30	36	36	42	42	48
Tiempo total de construcción (Años)	2.5	3	3	3.5	3.5	4
Precio del gas natural (US\$/MMBTU)	0.5	1	0.5	1	0.5	1

Tabla 7.7 Análisis de los flujos de caja para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd)

Precio real medio del petróleo durante el ciclo de vida del proyecto (US\$/barril)	30	15	30	15	30	15
Tiempo de funcionamiento de la planta (años)	20	20	20	20	20	20
Disponibilidad (días/año)	340	340	340	340	340	340
Costo de inversión total (miles de US\$ por barril)	30	40	25	35	22	30
Inversión inicial (US\$)	300000000	400000000	500000000	700000000	660000000	900000000
Inversión inicial (MM US\$)	300	400	500	700	660	900
Inversión (MMUS\$/año)	120	133	167	200	189	225
Costos de O&M						
Costo de operación y mantenimiento (US\$/b)	4	5	4	5	4	5
O&M (US\$/d)	40000	50000	80000	100000	120000	150000
O&M (US\$/año)	13600000	17000000	27200000	34000000	40800000	51000000
O&M (MMUS\$/año)	14	17	27	34	41	51
Costos por MP						
Consumo de GN (m ³ /barril)	260	280	260	280	260	280
Consumo de GN (cal/barril)	2199600000	2368800000	2199600000	2368800000	2199600000	2368800000
Consumo de GN (ft ³ /barril)	8141.7882	8768.079	8141.7882	8768.0796	8141.7882	8768.0796
Consumo de GN (BTU/barril)	8.7287	9.4001	8.7287	9.4001	8.7287	9.4001
Consumo total de GN (MMBTU)	87287.18	94001.58	174574.37	188003.17	261861.56	282004.76
Costo total por MP (US\$/día)	43643.59	94001.58	87287.18	188003.17	130930.78	282004.76
Costo total por MP (MMUS\$/día)	0.04364	0.09400	0.08728	0.18800	0.13093078	0.28200
Costo total por MP (MMUS\$/año)	14.83882	31.96053	29.67764	63.9211	44.5164	95.8816
Producción						
Producción de diesel (bpd)	6,000	6,000	12,000	12,000	24,000	24,000

Tabla 7.7 Análisis de los flujos de caja para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd)

Producción de nafta (bpd)	3,000	3,000	6,000	6,000	12,000	12,000
Especialidades (bpd)	1,000	1,000	2,000	2,000	4,000	4,000
INGRESOS						
<i>DIESEL</i>						
Margen total de diesel en relación con el precio del petróleo (%)	35	30	35	30	35	30
Ingresos por diesel (US\$/d)	243000	117000	486000	234000	972000	468000
<i>NAFTA</i>						
Margen total de la nafta en relación con el precio del petróleo (%)	15	12	15	12	35	30
Ingresos por Nafta (US\$/d)	103500	50400	207000	100800	486000	234000
<i>ESPECIALIDADES</i>						
Precio de especialidades (US\$/b)	80	60	80	60	80	60
Ingresos por Especialidades (US\$/d)	80000	60000	160000	120000	320000	240000
INGRESOS TOTALES						
INGRESOS TOTALES (US\$/día)	426500	227400	853000	454800	1778000	942000
INGRESOS TOTALES (US\$/año)	145010000	77316000	290020000	154632000	604520000	320280000
INGRESOS TOTALES (MMUS\$/año)	145.01	77.316	290.02	154.632	604.52	320.28

Fuente: Construcción propia

Tabla 7.8 Flujos de efectivo para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd)

Periodo (año)	10,000		20,000		40,000	
	Optimista	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista	Pesimista
0	-120	-133	-167	-200	-189	-225
1	-225	-255	-318	-382	-360	-430
2	-214	-365	-456	-547	-516	-615
3	-137	-334	-306	-561	-360	-785
4	-67	-306	-169	-508	-71	-665
5	-3	-280	-45	-460	191	-556
6	55	-257	68	-416	430	-457
7	107	-235	170	-377	646	-368
8	155	-216	263	-340	843	-286
9	198	-199	348	-307	1023	-212
10	238	-183	425	-278	1185	-144
11	274	-168	495	-250	1333	-83
12	306	-155	559	-226	1468	-27
13	336	-143	617	-203	1590	24
14	363	-132	670	-183	1702	70
15	388	-122	717	-164	1803	112
16	410	-114	761	-147	1895	150
17	430	-105	800	-132	1978	184
18	449	-98	836	-118	2054	216
19	465	-91	869	-105	2123	244
20 (VPN)	481	-85	899	-94	2186	270

Fuente: Construcción propia

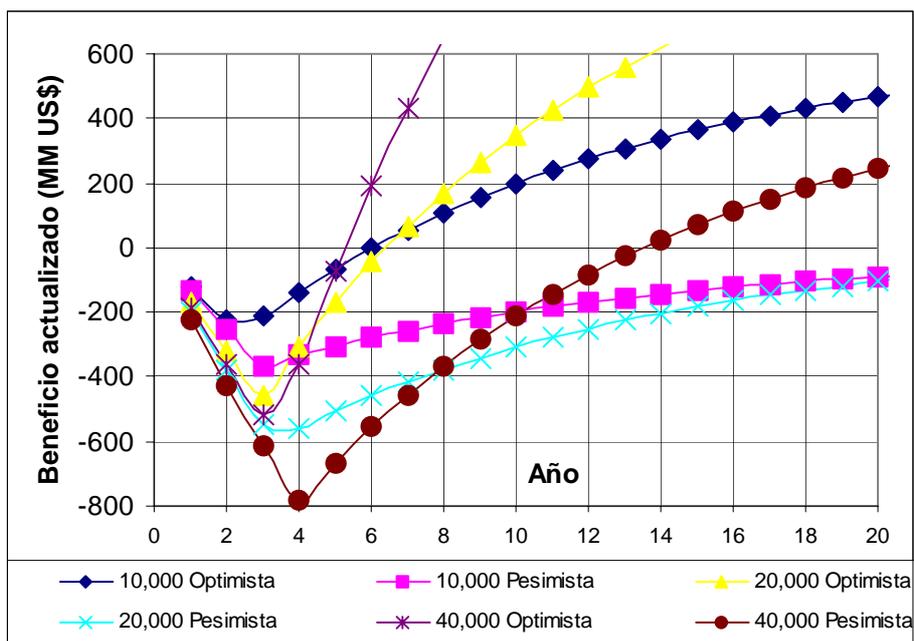


Figura 7.6 Beneficio actualizado de los proyectos de GTL de capacidad de 10, 20 y 40 mil bpd, con escenario optimista y pesimista

Fuente: Construcción propia

Como se puede observar, una planta de 10,000 bpd no es viable bajo un escenario económico pesimista, ya que el VPN al final del ciclo de vida del proyecto es negativo. En el escenario optimista para esta planta, se obtienen flujos de efectivo positivos de la inversión a partir del 4º año, y un VPN final de 481 MMUS\$.

La planta de 20,000 bpd tampoco es viable en el escenario pesimista; en el escenario optimista tiene flujos de efectivo positivos hasta el 6º año, debido a que la inversión inicial de esta planta es el doble que la anterior, pero el VPN final es 899 MMUS\$, poco menos del doble.

El análisis de los flujos de efectivo de la planta de capacidad de 40,000 bpd, con ambos escenarios deja claro que una planta GTL de esta capacidad es rentable, ya presenta VPN de 2186 MMUS\$, para el escenario optimista y de 270 MMUS\$ para el escenario pesimista. El efecto de las economías de escala en los flujos de efectivo son suficientes para compensar el incremento en los costos de materia prima y O&M. La diferencia del VPN al final del ciclo del proyecto, entre ambos escenarios es considerable (10 veces mayor en el escenario optimista con respecto al pesimista) que se debe principalmente a las variables económicas utilizadas. El tiempo de recuperación de la inversión para el escenario optimista apenas 4 años, mientras que para el escenario pesimista, se extiende hasta 12 años.

7.4 Costos de producción y efecto de la variación de la disponibilidad, del precio del GN y del petróleo en la factibilidad económica del proyecto

Costo de Producción

Para el análisis económico preliminar de factibilidad de las plantas GTL consideradas, en este estudio, se determinó la variación de los costos de producción de un barril de productos con respecto a las economías de escala. Los resultados se muestran en la tabla 7.9

Tabla 7.9 Costos de producción de 1 barril de productos, para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd)

Costos	10,000 Optimista	10,000 Pesimista	20,000 Optimista	20,000 Pesimista	40,000 Optimista	40,000 Pesimista
Costo de operación y mantenimiento (US\$/b)	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Costos por GN (US\$/b)	4.36	9.40	4.36	9.40	4.36	9.40
Depreciación	4.41	5.88	3.68	5.15	3.24	4.41
Costo total de producción US\$/b	12.78	19.28	12.04	18.55	11.60	17.81

Fuente: Construcción propia

Las variables que modifican en este estudio el costo de 1 barril de productos son el costo del Gas Natural (y su cantidad requerida) y la inversión inicial (depreciación). El costo de producción en los seis escenarios considerados, varía desde 11.60 hasta 19.98 US\$/b, con precios para el GN de 0.5 y 1.0 US\$ por MMBTU, e inversión inicial de 22,000 a 40,000 US\$/b de capacidad instalada.

Disponibilidad

Debido a lo anterior se procedió a revisar el desempeño económico del proyecto con las tres capacidades y los dos escenarios, utilizando la disponibilidad, es decir, los días de producción en el año. Se determinaron los costos de producción y los VPN del proyecto de inversión.

En este análisis se mantuvo el precio del GN en 0.5 US\$/MMBTU y el del petróleo en 30 US\$/b para el escenario optimista, y de 1.0 US\$/MMBTU para el GN y de 15 US\$/b para el petróleo en el escenario pesimista. Los resultados obtenidos se presentan en las tablas 7.10 y 7.11.

Tabla 7.10 Costos de producción de 1 barril de productos, para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd) y la variación de la disponibilidad de operación

Disponibilidad	Días de prodn/año	10,000 Optimista	10,000 Pesimista	20,000 Optimista	20,000 Pesimista	40,000 Optimista	40,000 Pesimista
0.95	346.75	12.69	19.17	11.97	18.45	11.54	17.73
0.9	328.50	12.93	19.49	12.17	18.73	11.71	17.97
0.85	310.25	13.20	19.85	12.39	19.04	11.91	18.23
0.8	292.00	13.50	20.25	12.65	19.39	12.13	18.54
0.75	273.75	13.84	20.71	12.93	19.79	12.38	18.88
0.7	255.50	14.24	21.23	13.26	20.25	12.67	19.27
0.65	237.25	14.69	21.83	13.63	20.78	13.00	19.72
0.6	219.00	15.21	22.53	14.07	21.39	13.39	20.25
0.5	182.50	16.58	24.36	15.21	22.99	14.39	21.62
0.4	146.00	18.64	27.10	16.93	25.39	15.90	23.67
0.3	109.50	22.06	31.66	19.78	29.38	18.41	27.10

Fuente: Construcción propia

Tabla 7.11 Valores Presentes Neto para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd) y la variación de la disponibilidad de operación

Disponibilidad	Días de prodn/año	10,000 Optimista	10,000 Pesimista	20,000 Optimista	20,000 Pesimista	40,000 Optimista	40,000 Pesimista
0.95	346.75	493	-82	922	-89	2237	286
0.9	328.50	459	-90	859	-103	2099	244
0.85	310.25	426	-98	795	-118	1961	202
0.8	292.00	392	-105	731	-132	1823	160
0.75	273.75	358	-113	668	-147	1685	118
0.7	255.50	324	-121	604	-162	1546	76
0.65	237.25	291	-129	541	-176	1408	34
0.6	219.00	257	-136	477	-191	1270	-9
0.5	182.50	189	-152	350	-220	994	-93
0.4	146.00	122	-167	222	-249	717	-177
0.3	109.50	54	-183	95	-279	441	-261

Fuente: Construcción propia

Es fácil determinar el efecto de los días de operación en un año (disponibilidad) para los escenarios anteriores, al disminuir la disponibilidad se va reduciendo el VPN de los proyectos, mientras que el costo de producción se incrementa. Los resultados obtenidos para las plantas de 10,000 y 20,000 bpd de capacidad en el escenario optimista tienen valores positivos hasta con una disponibilidad de 0.65 (237 días), al bajar de este valor se vuelven negativos; bajo el escenario pesimista, siempre presentan VPN negativos independientemente de la disponibilidad.

La planta de 40,000 bpd de capacidad, presenta valores positivos del VPN en todo el intervalo de disponibilidad considerado con el escenario optimista; para el escenario pesimista se obtienen resultados positivos del VPN hasta una disponibilidad menor a 0.3 (109.5 días de producción por año). Lo anterior reafirma los resultados del análisis de flujos de efectivo anterior.

Precio del Gas Natural

Continuando el análisis, se procedió a la variar el precio de Gas Natural (principal materia prima del proceso y variable que más afecta el costo de producción). Se realizó el análisis de los costos de producción y VPN del proyecto con un precio del GN entre 0.5 a 10 US\$/MMBTU.

En este análisis se mantuvo la disponibilidad en 340 días (0.93) para ambos escenarios, el precio del petróleo en 30 US\$/b para el escenario optimista, y de 15 US\$/b para el pesimista, todas las demás variables se mantuvieron constantes. Los resultados obtenidos se presentan en las tablas 7.12 y 7.13.

Tabla 7.12 Costos de producción de 1 barril de productos, para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd) y variación del precio del Gas Natural

Precio de GN, US\$/MMBTU	10,000 Optimista	10,000 Pesimista	20,000 Optimista	20,000 Pesimista	40,000 Optimista	40,000 Pesimista
0.5	12.78	14.58	12.04	13.85	11.60	13.11
1	17.14	19.28	16.41	18.55	15.96	17.81
1.5	21.50	23.98	20.77	23.25	20.33	22.51
2	25.87	26.88	25.13	27.95	24.69	27.21
2.5	30.23	33.38	29.50	32.65	29.06	31.91
3	34.60	38.08	33.86	37.35	33.42	36.61
4	43.33	47.78	42.59	46.75	45.12	46.01
5	52.06	56.88	51.32	56.15	50.88	55.41
8	73.88	80.38	73.14	79.65	72.70	78.91
10	95.70	103.88	94.96	103.15	94.52	102.41

Fuente: Construcción propia

Tabla 7.13 Valores Presentes Neto para las plantas GTL, con escenarios optimista y pesimista (capacidades de 10, 20 y 40 mil bpd) y variación del precio del Gas Natural

Precio de GN, US\$/MMBTU	10,000 Optimista	10,000 Pesimista	20,000 Optimista	20,000 Pesimista	40,000 Optimista	40,000 Pesimista
0.5	481	-4	899	60	2186	487
1	401	-85	748	-94	1985	270
1.5	321	-166	597	-247	1784	54
2	240	-248	446	-401	1582	-163
2.5	160	-329	295	-554	1381	-380
3	80	-410	144	-708	1180	-596
4	-80	-572	-157	-1015	778	-1030
5	-240	-735	-459	-1322	375	-1463
8	-640	-1141	-1213	-2089	-631	-2547
10	-1040	-1547	1968	-2856	-1637	-3630

Fuente: Construcción propia

Los costos de producción de un barril de productos se incrementaron con el aumento del precio del Gas Natural, como ya se había apuntado en el punto 7.1.3, y se obtuvo un incremento mayor a 4 US\$ por cada incremento de 0.5 US\$/MMBTU. Los costos de producción alcanzaron un valor cercano a 100 US\$/b con un precio de GN de 10 US\$/MMBTU, independientemente del escenario y capacidad de la planta.

Los VPN para las plantas de capacidad de 10,000 y 20,000 bpd y escenario optimista, son positivos considerando un precio de GN de hasta 3 US\$/MMBTU, y para el pesimista siempre son negativos. Para la planta de capacidad de 40,000 bpd, es factible operar con precios de GN de hasta 5 US\$/MMBTU con el escenario optimista y de 1.5 US\$/MMBTU con el pesimista.

Precio del Gas Natural y del Petróleo

Los resultados del análisis anterior demuestran el gran efecto que tiene el precio del GN en el desempeño económico de un proyecto GTL, pero no considera el cambio que se presentaría debido al incremento en el valor de los productos, y que es referido como un porcentaje del precio del petróleo.

Debido a lo anterior, se procedió a variar de forma simultánea el precio del Gas Natural y del petróleo; se determinaron únicamente los VPN de la planta de 10,000 bpd de capacidad, debido a que esta siempre ha presentado los peores resultados de desempeño económico en comparación con las de 20,000 y 40,000 bpd de capacidad.

En este nuevo análisis se mantuvo la disponibilidad en 340 días de operación al año y todas las demás variables constantes. Los costos de producción de 1 barril de productos es independiente del precio que se fije para el petróleo, por lo que en este caso sólo se reportan los VPN para los escenarios optimista y pesimista en las tablas 7.14 y 7.15, y las figuras 7.7 y 7.8

Tabla 7.14 Valores Presentes Neto para una plantas GTL de 10,000 bpd de capacidad, con el escenario OPTIMISTA y variación del precio del Gas Natural y petróleo

Petróleo US\$/b	GN = 0.5 US\$/MMBTU	GN = 3 US\$/MMBTU	GN = 5 US\$/MMBTU	GN = 7.5 US\$/MMBTU
15	163	-237	-557.00	-958
20	269	-131	-451	-852
25	375	-25	-346	-746
30	481	80	-240	-640
35	586	186	-134	-534
40	692	292	-28	-428
45	789	398	78	-322
50	904	504	184	-216
55	1010	610	290	-110
60	1116	716	396	-4
65	1222	822	502	101
70	1328	928	608	207

Fuente: Construcción propia

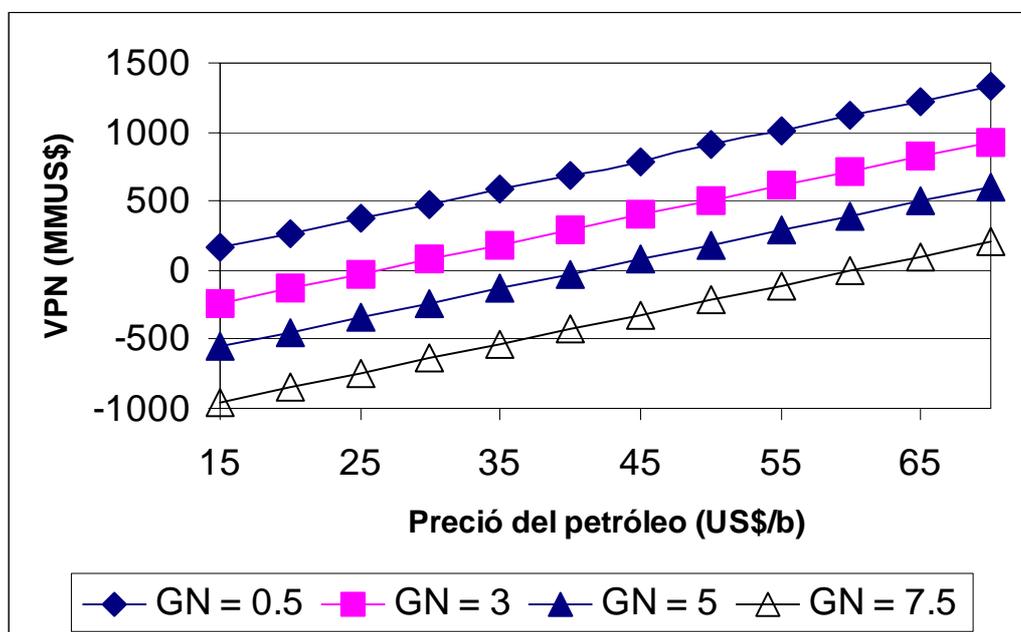


Figura 7.7 VPN de la planta GTL con capacidad de 10,00 mil bpd, y escenario OPTIMISTA

Fuente: Construcción propia

Tabla 7.15 Valores Presentes Neto para una planta GTL de 10,000 bpd de capacidad, con el escenario PESIMISTA y variación del precio del Gas Natural y petróleo

Petróleo US\$/b	GN = 0.5 US\$/MMBTU	GN = 3 US\$/MMBTU	GN = 5 US\$/MMBTU	GN = 7.5 US\$/MMBTU
15	-4	-410	-735.00	-1141
20	93	-314	-638	-1045
25	189	-217	-542	-948
30	286	-121	-446	-852
35	382	-24	-349	-755
40	478	72	-253	-659
45	575	169	-156	-562
50	671	265	-60	-466
55	768	362	37	-370
60	864	458	133	-273
65	961	554	230	-177
70	1057	651	326	-80

Fuente: Construcción propia

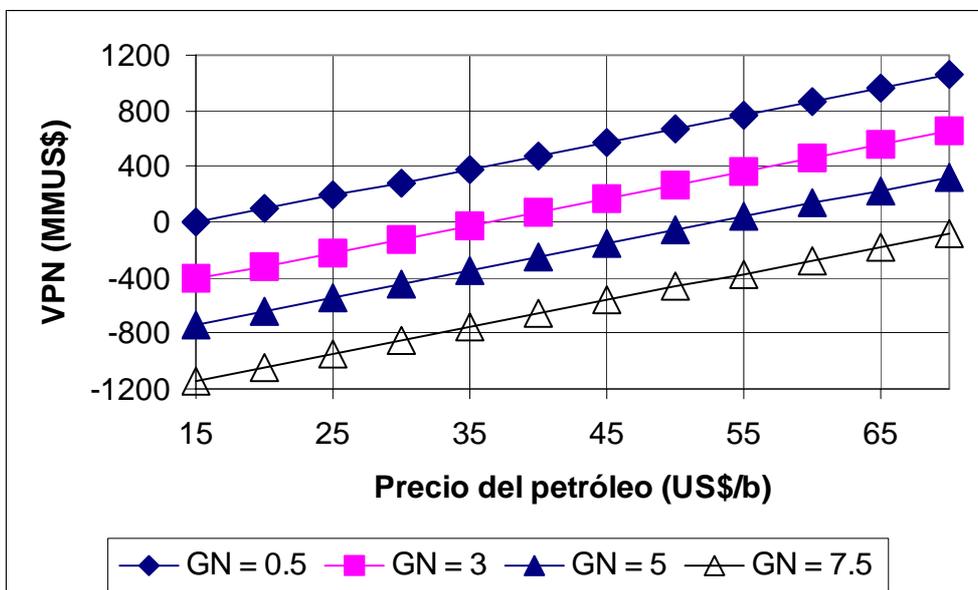


Figura 7.8 VPN de la planta GTL con capacidad de 10,00 mil bpd, y escenario PESIMISTA

Fuente: Construcción propia

Como se puede ver en los resultados de este análisis, al incrementar el precio del petróleo, que a su vez aumenta los ingresos por la venta de productos (diesel, gasolina y especialidades), se incrementa el VPN hacia valores positivos.

Se deben considerar los efectos del precio del GN y el petróleo en la factibilidad económica del proyecto; tomando como ejemplo el precio del GN en 5 US\$/MMBTU, para que el proyecto sea factible en el escenario optimista, se necesitaría que el precio del petróleo este en 45 US\$/b o más, mientras que, en el escenario pesimista, los valores positivos del VPN se presentan en 55 US\$/b de petróleo para el mismo precio del GN.

Como casos extremo, se puede considerar que con un precio del gas natural en 7.5 US\$/MMBTU y del petróleo de 70 US\$/b, en el escenario optimista se tiene un VPN de 207 MMUS\$ y para el escenario pesimista, un valor de -80 MMUS\$.

7.5 Análisis de sensibilidad

El apartado anterior puede ser considerado como un análisis de sensibilidad, por la variación de una o dos variables y la verificación de su efecto en el desempeño económico del proyecto. Este apartado presentan los datos reportados en la bibliografía consultada, que son coincidentes con los obtenidos anteriormente, pero consideran el análisis de más variables y se presentan aquí como referencia.

La sensibilidad de las inversiones para la instalación de una planta GTL ha sido evaluada por las compañías involucradas en el desarrollo de la tecnología. La British Petroleum presentó, en una perspectiva de comercialización de su tecnología GTL, como la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos se veía afectada por la variación de la eficiencia de carbono, el precio del petróleo, los costos de inversión inicial, el precio del GN, periodos de gracia, precios de venta de los productos y los costos de operación y mantenimiento, los resultados de ese estudio se presentan en la figura 7.9. Es Fácil ver que, la eficiencia de conversión es la principal variable modifica la TIR; esta es la razón por la cual las mejoras tecnológicas se enfocan a incrementarla; los costos de inversión inicial de una planta ocupan el tercer lugar en la escala de variables de mayor peso y también es una variable tecnológica. Por otro lado, las demás variables que más afectan la factibilidad del proyecto son: el precio del petróleo y GN, la obtención de períodos de gracia en los impuestos y el precio de venta de los productos, variables económicas de difícil de preedición o control en un mercado globalizado, lo que hace que la factibilidad de un proyecto GTL esta muy sujeta a fuerzas externas y sin control para el inversionista.

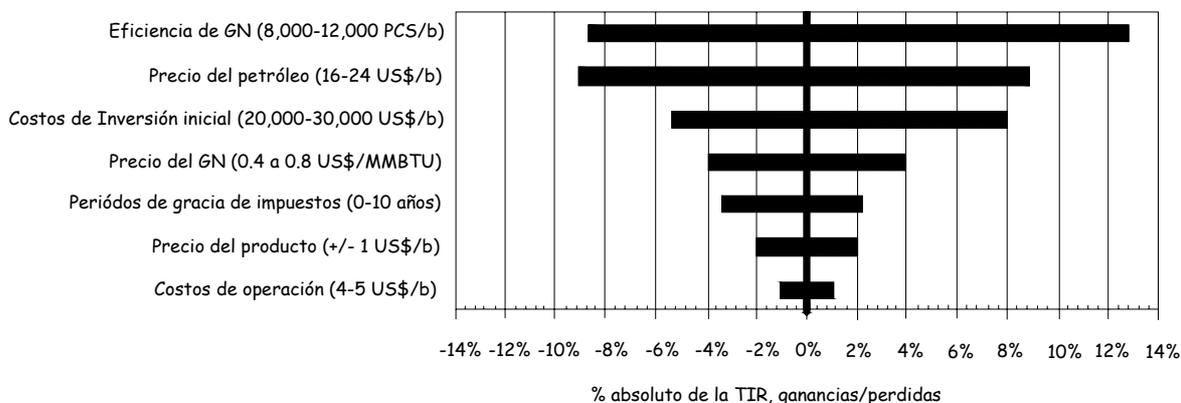


Figura 7.9 Sensibilidad de las variables de evaluación de un proyecto GTL

Fuente: BP, 2002

Por otro lado, Fagundes (2004) tomó como referencia una planta de 20,000 bpd con un escenario pesimista en el que se consideraron las variaciones relativas a la tasa interna de retorno con las variables clave. Los valores de las elasticidades obtenidas se muestran en la tabla 7.16.

Tabla 7.16 Sensibilidad de la rentabilidad (TIR) en relación con las variables clave

	Elasticidades
Variación del precio del petróleo	2.27
Variación del precio del gas natural	0.36
Variación del costo de inversión	0.93
Variación del consumo de gas	1.06

Como se observa, el precio del petróleo es la variable de mayor impacto en la rentabilidad del proyecto. Una variación en el precio del petróleo resulta en una variación de 2.27 veces en la tasa interna de retorno del proyecto. Esto se explica por el hecho de que el precio del petróleo determina el valor de los ingresos. De forma general, los proyectos de esta naturaleza son muy sensibles a las variaciones de los ingresos. Por otro lado, la variable que menos afecta la rentabilidad es el precio del gas natural contrario a lo reportado por BP, lo cual se debe a que este investigador considera que el precio del GN afecta sólo una parte relativamente pequeña de los costos totales. La participación de los costos de capital en los costos totales de un proyecto GTL es elevada (40%), y por tanto la sensibilidad del proyecto en relación a estos costos también es (0.96). También este autor considera a la eficiencia de conversión como un factor importante para la rentabilidad de la planta.

De nueva cuenta se concluye que, a pesar de las elasticidades en relación con el consumo de gas y costo de inversión son cercanas, parece existir, teniendo en vista los esfuerzos tecnológicos actuales, el mayor potencial de reducción de los costos de inversión para un aumento de la eficiencia de las plantas GTL.

El análisis de sensibilidad deja claro que el impacto de la disponibilidad de gas a bajo costo (reservas de gas irrecuperables) es relativamente pequeño, es decir, un aumento de las reservas irrecuperables puede contribuir para mejorar la atractividad de las plantas GTL pero en una intensidad menor que la reducción de los costos de inversión.

En resumen, el análisis realizado indica que la rentabilidad de los proyectos GTL depende esencialmente del escenario económico y tecnológico considerado. Se constató que, dentro de los intervalos posibles para las variables clave, la rentabilidad de la planta no está garantizada. De esta forma, una evaluación económica de un proyecto hipotético se debería complementar con un análisis de riesgo para estimar la probabilidad de que una planta GTL sea viable.

7.6 Análisis de riesgo con simulación Montecarlo

El método Montecarlo es una excelente herramienta para analizar los niveles de riesgo de proyectos. Este método permite realizar la simulación de diferentes combinaciones de variables consideradas en un modelo de análisis económico financiero. Para realizar las simulaciones, es necesario definir una función de probabilidad de las variables estudiadas. Esta definición por si

misma puede requerir de un estudio detallado, analizando de forma profunda el comportamiento de cada variable. En este trabajo se optó por utilizar para todas las variables una distribución de probabilidad triangular, definiendo los valores mínimos, máximos y más probables para cada una de las variables consideradas. La tabla 7.17 presenta las variables seleccionadas para la simulación Montecarlo, los valores mínimos, máximos y más probables.

Tabla 7.17 Distribución de probabilidades de las variables clave, valores mínimo, máximo y más probables

Variable	Mínimo	Máximo	Probable
Corte de Diesel (%)	57	63	61.5
Corte de Nafta (%)	28	32	30
Corte de especialidades (%)	5	15	8.5
Margen de diesel (%)	30	32	35
Margen de Nafta (%)	12	15	13.5
Precio de especialidades (US\$)	60	80	70
Costo operacional	4	5	4.5
Consumo de gas (m ³ /b)	240	260	280
Precio del GN (US\$/MMBTU)	0.5	0.75	1.0
Inversión planta de 10,000 bpd (US\$ miles/bpd)	30	36	32.5
Inversión planta de 20,000 bpd (US\$ miles/bpd)	25	30	35
Inversión planta de 40,000 bpd (US\$ miles/bpd)	20	25	30

Fuente: Construcción propia

A partir de la distribución de las variables, se realizaron simulaciones de los flujos de caja con diferentes combinaciones de las variables, utilizando Cystal Ball 2000© Professional Edition, Versión 5.1, y determinando los Valores Presentes Netos para la inversión de las plantas de 10,000, 20,000 y 40,000 bpd, llevando a cabo 1000 determinaciones aleatorias. Con los VPN positivos divididos por el número total de simulaciones es posible determinar la probabilidad de que un proyecto sea factible. El método Montecarlo también permite determinar el VPN más probable. La tabla 7.18 Presenta el resumen de los resultados obtenidos de las simulaciones y las figuras 7.10, 7.11 y 7.12 presentan las gráficas de frecuencia obtenidas.

Tabla 7.18 Resultados del análisis Montecarlo

Capacidad (bpd)	Tasa Min. Atractiva (%)	Probabilidad de ser viable (%)	VPN más probable (US\$ millones)		
			Media	Mediana	Desv Std
10,000	10	87.80	25	25	21
	12.5	4.9	-32	-32	19
20,000	10	99.8	195	197	41
	12.5	98.0	72	71	35
	15	25.10	-21	-20	31
40,000	10	99.8	530	528	74
	12.5	99.4	280	281	66
	15	97	105	106	59
	17.5	22.6	-37	-37	50

Fuente: Construcción propia

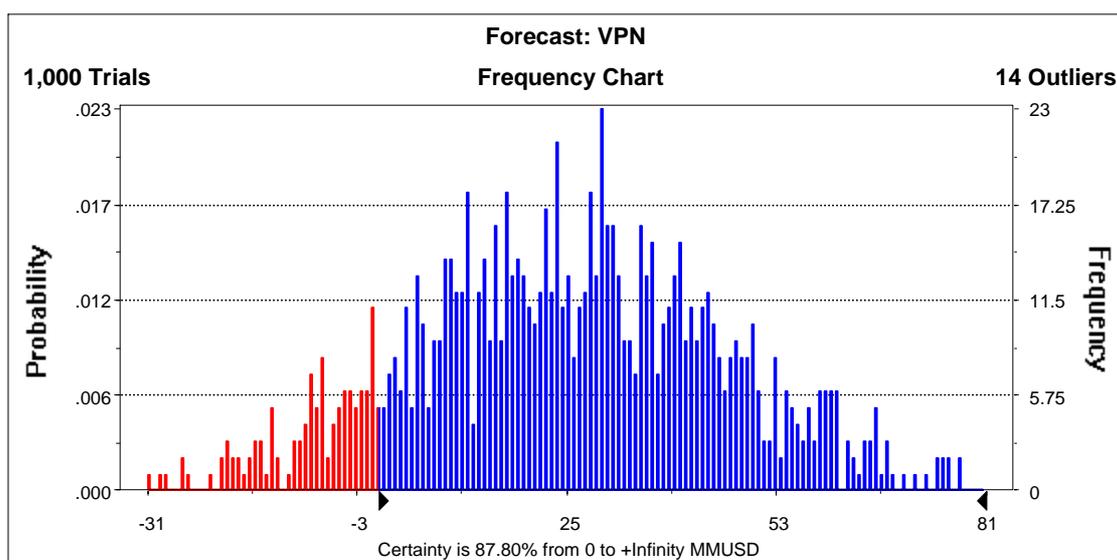


Figura 7.10 VPN de la inversión para la planta de 10,000 bpd

Fuente: Construcción propia

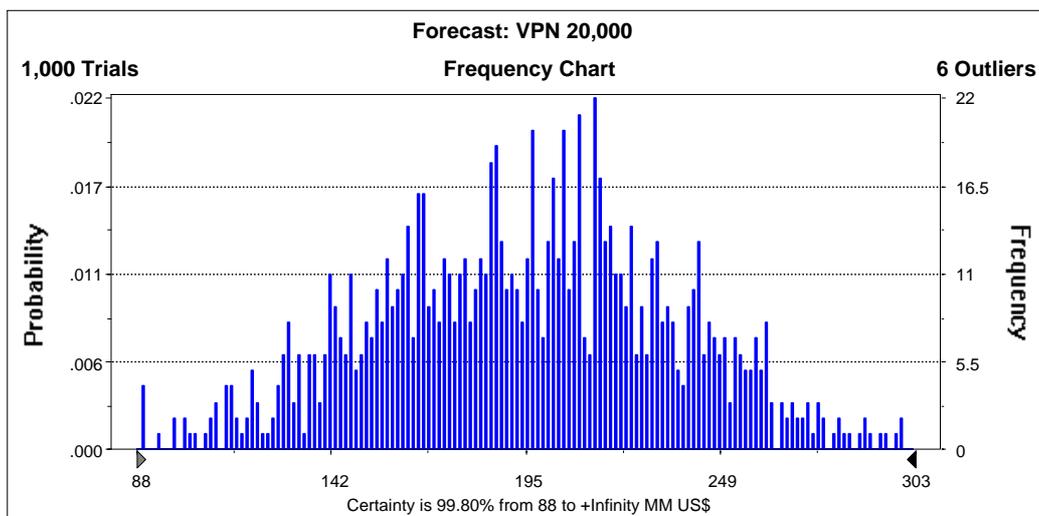


Figura 7.11 VPN de la inversión para la planta de 20,000 bpd

Fuente: Construcción propia

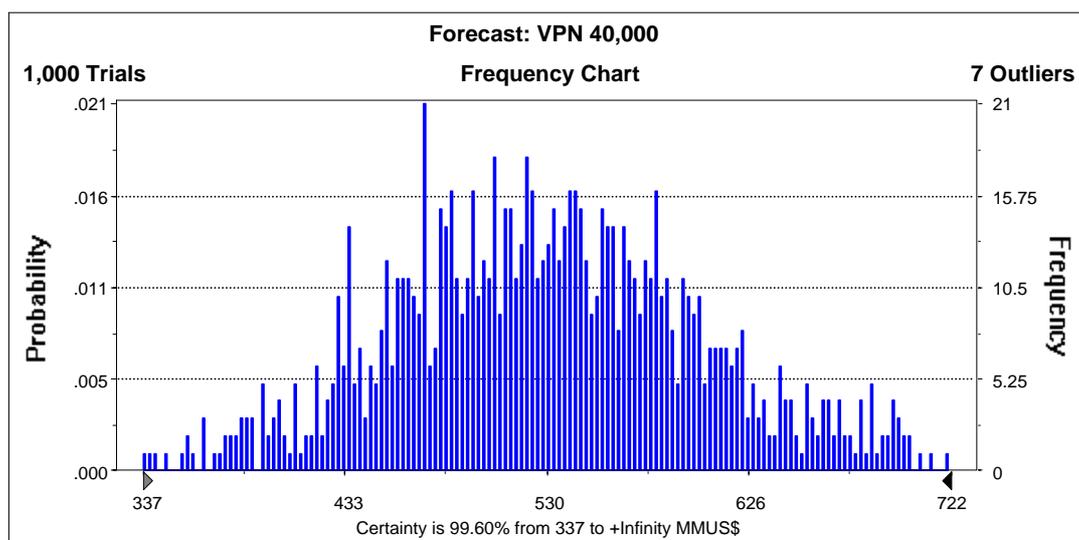


Figura 7.12 VPN de la inversión para la planta de 20,000 bpd

Fuente: Construcción propia

De las simulaciones Montecarlo se obtuvo que las plantas consideradas dentro del análisis, con tasas de actualización de 10%, presenta un VPN positivos con probabilidades de 87.8% para 10,000 bpd, y casi una certeza del 100% para las plantas de 20,000 y 40,000 b/d, incrementando desde 25 US millones para 10,000 bpd, 195 US\$ millones para 20,000 y 530 US\$ millones para la de 40,000 bpd. Los resultados sugieren que bajo las condiciones de evaluación de los proyectos los niveles de riesgo asociado con la inversión disminuyen al aumentar la capacidad de las plantas, teniendo en consideración que las plantas de mayor capacidad son más factibles económicamente, aún considerando los parámetros más pesimistas.

Debido a que se consideró una tasa de actualización baja para evaluar los proyectos de inversión, se realizaron simulaciones con el modelo de evaluación económica aumentando la tasa de actualización a 12.5%, 15% y 17.5%, para determinar cuando las plantas tendrían una mayor probabilidad de ser menos atractivas para la inversión, es decir, presenten VPN negativos. La planta de 10,000 bpd sólo es factible considerando la tasa de actualización de 10%, ya que al con 12.5%, la probabilidad de obtener un VPN positivo es sólo del 4.9%, y el VPN más probables de -32 US\$ millones, lo que demuestra que esta planta es factible sólo si se considera un costo de oportunidad de 10% sobre el mercado. La planta de 20,000 b/d, con una tasa de actualización de 12.5%, tiene una probabilidad de un VPN positivo de 99.8%, pero si se aumenta a 15%, la probabilidad se reduce a sólo 25.1% de presentar VPN positivos. El mismo caso es para la planta de 40,000 bpd, para la cual con la tasa de actualización de 15%, tiene una probabilidad de 97% de presentar un VPN de 97%, el cual disminuye hasta 22.6% para la actualización de 17.5%, teniendo un VPN más probable de -37 US\$ millones.

7.7 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se estudió la viabilidad de la construcción de una planta GTL utilizando valores optimistas y pesimistas para las variables clave y el cálculo del Valor Presente Neto de los flujos de caja de tres plantas hipotéticas con capacidad de 10,000, 20,000 y 40,000 bpd.

Los resultados indican que las plantas de 10,000 y 20,000 bpd serían viables con escenarios optimistas, (VPN positivos), pero con los escenarios pesimistas, ambas plantas, no serían factibles ya que ambas presentan VPN negativos.

En comparación a la planta de 40,000 bpd, con la reducción de costos de inversión debidos a las economías de escala son viables aún bajo escenarios pesimistas, aunque los tiempos de recuperación de la inversión se extienden desde 4 a 12 años.

Posteriormente se revisaron los costos de producción que se tendrían con cada una de las capacidades de planta y ambos escenarios. Se determinó el efecto de la disponibilidad, el precio del GN y del petróleo en la factibilidad económica del proyecto. Al considerar que la variación del precio del GN puede disminuir la atractividad de un proyecto GTL, este es compensado con el precio del petróleo, “abriendo” el intervalo de factibilidad económica del proyecto.

Para poder determinar el nivel de riesgo de los proyectos se utilizó la simulación Montecarlo para determinar la probabilidad de que una planta sea factible o no. La probabilidad de viabilidad de la planta de 10,000 bpd es de 87.8% demostrando un riesgo alto de proyecto. Los resultados obtenidos sugieren riesgos menores y posiblemente aceptables para las plantas de 20,000 y 40,000 bpd, ya que la probabilidad de obtener VPN es de 99.8%.

Para determinar el efecto de la tasa mínima atractiva se procedió a incrementar este valor y determinar un aproximado de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos. La planta de 10,000 bpd posee una TIR aproximada de 12.3%, mientras que la de 20,000 bpd es 14% y de 16.5% para la planta de 30,000 bpd, las cuales se pueden considerar como bajas con respecto a la inversión.

En síntesis, las evaluaciones realizadas indican que los proyectos GTL tienden a ser viables bajo las condiciones actuales de tecnología y de mercado considerando escenarios optimistas. El efecto de las economías de escala que permite reducir los costos e incrementar la viabilidad de las

plantas se alcanza con capacidades mayores a 40,000 bpd, y éstas serán viables aún bajo condiciones económicas desfavorables, presentando grandes inversiones con bajo riesgo.

Para determinar la sensibilidad de la evaluación económica de los proyectos GTL se recurrió a dos análisis reportados en la bibliografía, en los cuales se presenta el precio del petróleo como la variable de mayor peso en la factibilidad, aunque para el reportado por British Petroleum, considera el valor de la eficiencia como la variable de más peso con respecto a la TIR, con una variación de -9% para una conversión de 12,000 pies cúbicos de GN por barril de productos, hasta un 13% para la conversión de 8,000 pies cúbicos por barril, mientras que el de Fagundes sólo le otorga la cuarta posición. Los costos de inversión y el precio de GN también tienen impacto en la viabilidad de los proyectos, pero menor a la de los dos anteriores. Finalmente, los períodos de gracia que se puedan obtener, el precio de comercialización de los productos y los costos de operación apenas tienen un peso pequeño con respecto a la factibilidad de los proyectos. Todas las variables anteriores deben de ser consideradas como parámetros económicos importantes de economía para mejorar la rentabilidad de los proyectos GTL.

7.7 Bibliografía

1. **Bidart**, A. M. F. y Otros, (2005) “*Gas to Liquid - GTL*” Presentación de Petrobras- Cenes, 22 páginas
2. **Cao**, C. y otros, (2003) “*Microchannel Catalytic Process for Converting Biomass Derived Syngas to Transportation*” Presentación de ACS Meeting, del 8 de septiembre del 2003, 21 páginas
3. **Chávez**, R. R. (2005), “*GTL, Un proceso comercialmente viable para producir aceites básicos para lubricantes*”. Gaceta IMP versión electrónica abril del 2005.
4. **Clarke**, S., y Bahramghammagam, C. (2003a), “*Engineering A Gas-to-Liquids Project, TAKING GTL FORWARD*”. Offshore world Oct. Dec. 2003. Páginas 55-62.
5. **Clarke**, S. (2003b), “*TAKING GTL FORWARD: Engineering and Gas-To-Liquid Project*”. TCE Julio del 2003. Páginas 34-37.
6. **Conoco**, (2005) “*Gas-to-Liquids and more...*”, Presentación de Conoco-Phillips Company, 6 páginas
7. **Cooke**, J. (2003), “*Design and Engineering of a GTL plant*”. Hydrocarbon Asia, Mayo-Junio del 2003. Páginas 56-60.
8. **Corke**, J. (2003), “*Economic favor GTL projects with condensate coproduction*”. Oil & Gas Journal, 28 de Septiembre de 1998. Páginas 96-106.
9. **Davies**, P., (2003) “*Gas to Liquids –Global Prospects*” Presentación del Deutsche Bank Oil & Gas Conference, 23 de Septiembre del 2003, 20 páginas
10. **Fagundes**, E. L. A. Y Otros, (2003a) “*Creating opportunities for Gas-To-Liquid Projects Through Market Organization*”, Presentación del 2o Congresso Brasileiro de P&D EM petróleo & Gás, 6 páginas
11. **Fagundes**, E. L. A. Y Otros, (2003b) “*O Renascimento de uma tecnologia madura: O processo Fischer-Tropsch de conversao de gás em combustiveis líquidos*”, Consultado en Internet en Octubre del 2005, 8 páginas

12. **Fagundes, E. L. A. Y Otros, (2004)** “*Viabilidade das plantas GTL: Uma análise de sensibilidade das variáveis determinantes?*”, Consultado en Internet en Octubre del 2005, 11 páginas
13. **Flesh, T, (2003a)** “*Gas To Products (GTP): More Options for Remote Gas Monetization?*”, Presentación de SPE Meeting Denver, del 6-9 de octubre del 2003, 31 páginas
14. **Flesh, T, y otros (2003b)** “*Emergence of the Gas-to-Liquids Industry: A review of Global GTL developments?*”, Ingenia, páginas 41-44
15. **Flesh, T, (2002)** “*BP’s Perspective on GTL Commercialisation?*”, Presentación en la conferencia: “GTL – What’s in it for USA?” Houston, del 20-22 de noviembre del 2002, 36 páginas
16. **Ghaemmaghami, B. (2001)**, “*GTL: Progress and Prospects - Study yields generic, coastal-based GTL plant?*”, Oil & Gas Journal Volumen 99 número 11, Marzo de 1999. pp. 34-44
17. **Olvsvik, O., (2005)** “*Offshore Gas To Liquids?*”, Presentación OG21 & Demo 2000 Seminar, Oslo, Noruega, 17–18 de febrero del 2005, 21 páginas
18. **Rahmim, B. (2005)**, “*GTL Prospects; Special Report?*”, Oil & Gas Journal, Marzo de 2005. pp. 34-44
19. **Rahmim, B. (2003)**, “*Gas to liquid technologies: Recent advances, economics prospects?*”, Presentación 26 th IAEE Annual International Conference, Praga, Junio del 2003, 23 páginas
20. **Saunders, B. (1998)**, “*Comming next: Natural gas refineries?*”, Oil & Gas Investor, Agosto de 1998, Volumen 18, No. 8. pp. 48-52
21. **Sean, C. G., (2004)** “*The ÉCLAIRS Process for Converting Natural Gas to Hydrocarbon Liquids?*”, Presentación 2004 AIChE Annual Meeting, Austin, Texas, 7 –12 de noviembre del 2004, 13 páginas
22. **Shen, J. Y Otros, (2002)** “*Opportunities for the Early Production of Fischer-Tropsch (F-T) Fuels in the U.S. -- An Overview?*”, Presentación 2002 DEER Workshop, San Diego, California, 25-29 de agosto del 2002, 22 páginas
23. **Smith, R. M. (2004)**, “*New Developments in Gas To Liquid Technology?*”, Presentación CERI 2004 Petrochemical Conference, Delta Lodge en Kanaskis, Alberta Canadá, 22 páginas.
24. **Syntroleum (2004)** “*GTL Exploiting Remote Gas discoveries?*”, Presentación de la compañía, 43 páginas.
25. **Toal, B. (2002)**, “*Gas to Liquids?*”, Oil & Gas Investor, Julio de 2002, Volumen 22, No. 7. pp. 34-44
26. **Venkataraman, V. K. (2000)** “*Overview of Gas-to-Liquids Program: Its Role in Ultra-Clean Transportation Fuels Initiative and Commercialization Strategy?*”, Presentación Workshop Alternative Fuels for Ferries and Other Vessels, Alameda, California, 2 de noviembre del 2000, 28 páginas
27. **Yacobson, D.L., (2004)** “*Gas To Liquids Markets & Opportunities?*”, Presentación Howrad Weil 28 th Annual Energy conference, 32 páginas

Capítulo 8: Conclusiones y recomendaciones

8.1 Validación de la hipótesis

En esta tesis se plantearon dos preguntas en la hipótesis, que deberían ser respondidas en función a un análisis de la tecnología de conversión de Gas a Líquidos, y con la información que se encuentra en la literatura técnica, científica y comercial. Para el desarrollo de la misma se planteo una evaluación tecnológica, mediante el uso de la técnica de mapas tecnológicos, y una evaluación económica de su aplicación en nuestro país, distrayendo una pequeña parte del gas natural utilizado en la generación de energía eléctrica. Las preguntas y respuestas obtenidas son las siguientes:

1. **¿Es posible justificar la aplicación del proceso de conversión del Gas a Líquidos (GTL) en México?**, considerando sus ventajas y desventajas, y a su desarrollo actual (grado de madurez tecnológico)

El desarrollo tecnológico para la aplicación de la conversión de Gas a Líquidos en México es factible, en función al grado de desarrollo tecnológico a escala industrial, si se quiere hacer uso de un licenciamiento tecnológico con los principales desarrolladores, o se prefiere el desarrollo de una tecnología propia, ya que los principios del proceso, como se demostró en el estudio del arte y el análisis tecnológico, no han cambiado, y se han enfocado a la optimización y mejoramiento de los equipos, catalizador e integración energética.

Con respecto a los parámetros económicos de evaluación, utilizando dos escenarios principales (optimista y pesimista), para tres capacidades de planta, se determinó que las plantas con capacidad de 10,000 y 20,000 bpd serían factibles económicamente, sólo con los escenarios optimistas, mientras que la planta de 40,000 bpd, es factible aún bajo escenarios pesimistas.

También se realizó el análisis de riesgo (incertidumbre), con el uso de la técnica de Montecarlo, para simular los flujos de efectivo y determinar la probabilidad de que el proyecto sea factible, se utilizaron los mismos escenarios y capacidades de planta. Los resultados obtenidos muestran que la probabilidad de factibilidad (VPN mayor a 0) con la capacidad de 10,000 bpd es de 87.8%, y para las capacidades de 20,000 y 40,000 bpd es de 99.8%. Lo que demuestra la factibilidad de la aplicación de esta tecnología en nuestro país.

Con respecto a la sensibilidad del proyecto se realizó el análisis de los costos de producción, disponibilidad, precio del GN y del petróleo para determinar el efecto de su variación con respecto a la factibilidad económica y se recurrió a dos análisis reportados en la bibliografía, en los que se concluye que las principales variables que afectan la factibilidad de un proyecto GTL son: Eficiencia energética (consumo de gas natural por barril producido), Precio del petróleo, y el costo de inversión inicial.

2. **¿La co-producción de combustibles, energía eléctrica y la obtención de materia prima para procesos petroquímicos son lo suficientemente atractivas para su aplicación en nuestro país?**

El desarrollo tecnológico del proceso GTL, integrado con los conceptos de Refinería de Energía y co-producción se encuentra en su etapa emergente, en donde apenas 4 compañías fueron identificadas con tecnología propia haciendo uso de la síntesis Fischer-Tropsch, identificada dentro de este campo en función a las patentes otorgadas.

Pero no se debe discriminar este campo de oportunidad. Cuando se planteo, al comienzo de esta tesis, la utilización de recursos en una forma sustentable, se consideró la integración del proceso GTL, no sólo como un uso alternativo del gas natural, sino en busca de su aprovechamiento integral y la obtención de productos de alto valor agregado.

A través del desarrollo de esta tesis se encontró que la tecnología se ha especializado en el aprovechamiento de Gas natural y carbón para la producción de petroquímicos y combustibles de alto valor agregado y se encuentra en su etapa de desarrollo para la integración energética en un futuro no muy lejano.

8.2 Conclusiones finales

En nuestro país se ha privilegiado el uso de gas natural con respecto al uso de otros combustibles para la generación de energía eléctrica y se ha invertido en infraestructura para asegurar su distribución y consumo en centrales de ciclo combinado, a pesar de que la producción y reservas propias no son suficientes para asegurar el consumo interno.

Por otro lado, en esta tesis se determinó la factibilidad de aplicar la tecnología GTL, distraendo una parte del gas natural considerado para la generación de electricidad, llevando a cabo un estudio del marco socio-económico, tecnológico y ecológico del mercado de los energéticos dentro del concepto de desarrollo sustentable, sumando los de exergía y el análisis de ciclo de vida. Se determinó que no sólo se debe asegurar el suministro de energía, sino también que las fuentes de la misma deben de generar un bajo impacto en los ecosistemas y que sean accesibles a la población, considerando que este es un derecho.

En el capítulo 2, se revisaron los aspectos estadísticos del uso y consumo de energía en el mundo y de forma en especial en México, así como diversas proyecciones de consumo de energía a plazos tan largos como 2030. Se concluyó que la principal fuente de energía mundial es fósil que representa más del 85% del consumo mundial, y cuya tasa media de crecimiento anual será de 1.7%, lo que se transforma en un incremento del 30.21% para 2010, un 56.25 % para el 2020 y un 85.93% de lo que se consumió en el año 2000 (384.31 EJ), o de otra forma representa un incremento en el consumo de energía de 100 EJ aproximado por cada 10 años ó el consumo extra de 95 millones de petróleo equivalentes, cantidades exorbitantes.

Por otro lado, ya se alcanzó el clímax de la producción de petróleo en el mundo, y México ya extrajo más de la mitad de la producción recuperable de Cantarell, y ha comenzado a disminuir la producción del mismo, y se espera el poder desarrollar otros campos para sustituir la producción del mismo con la producción en aguas profundas o de campos de difícil explotación como el de Chicontepec.

Todo lo anterior se transformará, en el corto plazo, en una crisis mundial en el suministro de energía que tendrá repercusiones en todo el orden mundial por lo cuál se deben de considerar las fuentes energéticas que reemplazaran a las actuales.

Con respecto al GN, las reservas probadas se localizan en los países que conformaban las exURSS y medio oriente; su producción se ha ido incrementando rápidamente en los últimos años en tanto que su crecimiento en la participación mundial continuará aumentando, para desplazar al carbón como segunda fuente de energía a nivel mundial.

Estados Unidos se ha planteado una política de generación de energía eléctrica agresiva, para disminuir su dependencia de suministro de hidrocarburos, incrementando la generación a partir de carbón y energía nuclear. En México, la planeación energética esta gobernada por aspectos políticos y económicos en lugar de asegurar un consumo sustentable de los mismos, ya que representan más de un tercio de los ingresos del gobierno federal, y la mayor parte (80%) de nuestras exportaciones se realizan a EE. UU. aumentando nuestra dependencia hacia un solo país comprador. Por otro lado, exportar sólo petróleo crudo no proporciona el mismo valor agregado para nuestra economía.

México, de acuerdo a la información actual, no posee las reservas probadas de gas natural para satisfacer la generación eléctrica con este energético y se ha enfocado a la tarea de construir infraestructura para importarlo, ya que las inversiones internas no son suficientes para asegurar una producción necesaria que hasta el momento no ha resultado como se preveía.

Con la política energética basada en el consumo de GN para el sector eléctrico se ha incrementado la demanda interna y el precio de este energético. El precio se determina en función al costo oportunidad de la generación eléctrica, subiéndolo a niveles prohibitivos para su uso en la industria petroquímica nacional, ya que este se manipula por factores externos a nuestra realidad y a la especulación.

El GN debe considerarse como un recurso nacional “escaso” y su producción, uso y consumo, debe de realizarse con racionalidad siguiendo los principios del desarrollo sustentable y considerar el uso de este consumo en otros sectores como el petroquímico o su conversión a líquidos. Además que la mayor parte de la producción de GN de nuestro país se encuentra asociada a la producción de petróleo, y muchas veces su explotación es compleja.

Después de haber terminado con el desarrollo de esta tesis, mi opinión es que al existir una tecnología segura que permita la explotación del petróleo y gas asociado, la situación se vuelve compleja ya que la interrelación debe de responder a la pregunta ¿se quiere explotar petróleo o se quiere explotar gas? Hasta la fecha se ha explotado petróleo y la parte de gas asociada no esta siendo aprovechada por no contar con infraestructura para recolectarlo y transportarlo a los centros procesadores de gas.

En el capítulo 3 se hizo una revisión de las fuentes actuales de energía y las que se están desarrollando para asegurar su suministro en el futuro. Entre las más importantes se encuentran la gasificación y su integración al ciclo combinado o poligeneración, la redefinición del concepto de refinería de petróleo por el de refinería de energía y la explotación de los hidratos de metano, que se localizan en las costas de casi todo el mundo. Finalmente, dentro de las líneas de investigación para asegurar el desarrollo sustentable de energía se encuentra la de la química C1 y la síntesis Fischer-Tropsch.

El capítulo 4 comienza con el análisis tecnológico del proceso GTL. El proceso está compuesto de tres etapas que son la generación del gas de síntesis, la síntesis Fischer-Tropsch y el

mejoramiento del producto. La generación del Syngas es el primer paso de proceso y representa casi el 50% de la inversión de una planta GTL, por lo que se encuentra en una etapa de evolución tecnológica acelerada para disminuir los costos de un proyecto GTL, así como también esta tecnología es utilizada en otros procesos industriales. La síntesis FT es propiamente el corazón del proceso, y en esta se lleva a cabo la producción de los hidrocarburos líquidos; dentro de este capítulo se presenta un análisis de su desarrollo histórico, los diversos catalizadores, reactores, presión y temperatura que gobiernan el proceso, encontrando en la literatura un desarrollo teórico y experimental considerable. La última etapa del proceso es bastante conocida, ya que representa operaciones normales de una refinería de petróleo y no se profundiza en su estudio dentro de este capítulo.

El capítulo 5 profundiza en las razones por las que la tecnología GTL esta siendo considerada como una fuente alternativa de combustibles y materia prima para la industria petroquímica. Se revisan los factores económicos y ecológicos del proceso y se presentan las plantas GTL de escala industrial y planta piloto actualmente en operación en diferentes partes del mundo, sus principales características, como capacidad, tecnología de proceso, materia prima, productos, etc. En efecto varias empresas o países han mostrado interés de un desarrollo GTL, bajo esquemas de estudio, o en una etapa de evaluación y construcción. Este capítulo presenta la importancia del este desarrollo tecnológico GTL, y su aplicación en muchas partes del mundo.

El capítulo 6 hace uso de las técnicas de inteligencia tecnológica, (los llamados “mapas tecnológico”) para determinar exactamente el grado de desarrollo tecnológico del proceso GTL y cuales son las principales empresas involucradas y su estrategia y/o posición tecnológica dentro del ámbito de Investigación y Desarrollo, cuales son las principales líneas de investigación y que tan grande es su participación dentro del mismo. La principal conclusión a este respecto es que el desarrollo tecnológico del proceso se realiza en las grandes empresas petroleras, de las cuales la más destacada es ExxonMobil, seguida por Shell, Chevron, Texaco, Standar Oil Union Carbide, IFP, Air Products & Chemicals, Rentech, BP, ICI, Atlantic Richfield, Amoco, Statoil y Syntroleum que utilizan una estrategia de ser líderes de la tecnología FT. Específicamente en el desarrollo GTL las compañías más involucradas son: Exxon, Rentech, Mobil, Atlantic Richfield, BP, Syntroleum, Chevron, Engelhard y Sasol.

En el capítulo 7 se llevó a cabo una evaluación económica de un proyecto de construcción de una planta GTL genérica, con dos escenarios (optimista y pesimista, que consisten básicamente en considerar los mejores y peores valores de los parámetros considerados en la evaluación económica). Se consideró así mismo, el efecto de economías de escala y madurez tecnológica para determinar la factibilidad económica del proyecto. Para tomar en consideración el riesgo involucrado con el proyecto, se utilizó la técnica de simulación Montecarlo. En ambos estudios se determinó que una planta con capacidad de 40,000 bpd resultaría la más atractiva para un inversionista con una tasa atractiva arriba del 15%. Se presentan también dos estudios de sensibilidad de un proyecto GTL, entre estas variables parametrizadas, la más importante son el precio del petróleo y la eficiencia de conversión global del proceso. El precio del GN utilizado en el proceso afecta directamente los costos de producción, a un mayor precio del GN se tiene un mayor costo de producción. Pero al considerar el precio del petróleo y su efecto en los ingresos, se tiene que la factibilidad de un proyecto GTL se incrementa, al incrementar el precio del petróleo a pesar de que los precios del GN sean altos.

8.3 Recomendaciones finales

1. La política energética de México basada en el uso del Gas Natural para la generación eléctrica necesita ser revisada seriamente, ya que no es posible seguir utilizando un energético que es escaso y debería entonces convertirse en una prioridad nacional para determinar otras fuentes alternativas.
2. No se puede hacer a un lado tampoco las tendencias mundiales hacia la utilización de otras fuentes de energía. Sobresale la energía nuclear y lo que aún se puede aprovechar del carbón, que se deben complementar con el consumo sustentable de hidrocarburos.
3. Las fuentes renovables de energía no tienen aún una participación importante en el balance energético mundial. En muchos casos se trata de perfeccionar algunas tecnologías, como el uso de los procesos biológicos para la producción de biomasa a ser utilizada en procesos de digestión anaerobia o su procesamiento en la producción de biodiesel, la energía eólica o la solar, y necesariamente deben de ser tan accesibles y suficientes para atender las demandas proyectadas en las diversas prospectivas internacionales.
4. El caso específico del GTL tiene un potencial grande de utilización para el largo plazo y en otros países que buscan un uso eficiente de sus reservas de GN podrán considerarlo como una fuente alternativa de combustibles de alta calidad. Para nuestro país, con un consumo actual de más de 5000 mmpcd, si se distraen menos del 10% de este para la instalación de una planta GTL con una capacidad de producción de 40,000 bpd de hidrocarburos sintéticos de alta calidad tiene una probabilidad mayor al 99.6% de ser rentable con una tasa atractiva del 15%, y para la instalación de la misma requiere de voluntad política, ya que la viabilidad tecnológica se demostró en este trabajo.
5. Si se continúa con la avidez por consumir el GN, sin reflexionar su suministro en el largo plazo, y sabiendo que no tenemos localizadas hasta el momento suficientes reservas, entonces estaremos condenados a una escasez de energía que pondría en riesgo el desarrollo sustentable de nuestro país, y además, se habrán desperdiciado recursos naturales y financieros, inútilmente.

Apéndice A: Datos estadísticos

Figura 2.1 Consumo mundial de energía por fuente (Energy Information Administration)

International Energy Annual 2002

Consumo Mundial de Energía Primaria (J x 10¹²), 1980-2002

(J x 10¹²)

Tipo de Energía	1980	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Petróleo	131.01	124.17	119.35	116.24	114.52	116.88	124.17	120.23	122.48	126.36	128.14	128.93	130.06
Gas Natural Seco	53.96	51.15	51.24	51.36	52.39	57.77	51.15	60.95	64.19	67.38	70.43	71.05	72.58
Carbón	71.26	67.54	68.63	69.94	71.83	75.78	67.54	80.54	83.05	85.61	85.41	85.75	82.63
Energía Hidráulica	18.04	17.10	17.45	17.90	18.85	19.32	17.10	19.98	20.01	20.59	20.63	21.36	21.84
Energía nuclear	7.58	7.18	8.08	9.01	10.16	12.32	7.18	15.40	16.72	18.22	18.71	19.25	20.03
Energía Geotérmica, Solar, Viento, Madera y residuos	0.47	0.45	0.48	0.60	0.65	0.73	0.45	0.86	0.94	0.96	1.50	1.65	1.74
Otras		2.37	2.48	2.49	2.68	2.71	2.37	2.66	2.63	2.73	2.50	2.04	2.02
Energía Primaria Total	284.81	269.95	267.70	267.53	271.08	285.51	269.95	300.62	310.01	321.85	327.31	330.04	330.90

Tipo de Energía (cont.)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Petróleo	130.43	130.32	132.70	135.15	138.00	140.89	142.40	145.65	147.45	149.73	151.12
Gas Natural Seco	72.85	74.89	74.81	76.73	80.15	80.14	81.06	83.00	86.29	87.39	89.78
Carbón	81.65	81.95	82.75	84.40	85.16	87.49	85.71	86.08	89.84	91.25	93.19
Energía Hidráulica	21.61	22.84	22.95	24.11	24.60	24.82	24.85	25.28	25.70	24.67	25.19
Energía nuclear	20.12	20.81	21.19	22.00	22.79	22.58	23.07	23.77	24.18	25.01	25.45
Energía Geotérmica, Solar, Viento, Madera y residuos	1.90	1.98	2.05	2.13	2.19	2.34	2.41	2.61	2.77	2.83	3.11
Otras	2.12	2.06	2.16	2.27	2.36	2.22	2.05	2.08	2.07	1.89	1.89
Energía Primaria Total	330.69	334.85	338.61	346.78	355.26	360.49	361.55	368.47	378.31	382.78	389.74

Apéndice A: Datos estadísticos

Figura 2.2 porcentaje del consumo mundial de energía por fuente (Energy Information Administration)
International Energy Annual 2002
Consumo Mundial de Energía Primaria (J x 10¹²), 1980-2002

Porcentajes												
Tipo de Energía	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Petróleo	46.00	44.58	43.45	42.25	40.94	46.00	39.99	39.51	39.26	39.15	39.07	39.30
Gas Natural Seco	18.95	19.14	19.20	19.33	20.24	18.95	20.28	20.71	20.93	21.52	21.53	21.93
Carbón	25.02	25.64	26.14	26.50	26.54	25.02	26.79	26.79	26.60	26.09	25.98	24.97
Energía Hidráulica	6.33	6.52	6.69	6.95	6.77	6.33	6.65	6.45	6.40	6.30	6.47	6.60
Energía nuclear	2.66	3.02	3.37	3.75	4.31	2.66	5.12	5.39	5.66	5.72	5.83	6.05
Energía Geotérmica, Solar, Viento, Madera y residuos	0.17	0.18	0.22	0.24	0.26	0.17	0.29	0.30	0.30	0.46	0.50	0.53
Otras	0.88	0.93	0.93	0.99	0.95	0.88	0.88	0.85	0.85	0.76	0.62	0.61
Energía Primaria Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Tipo de Energía (cont.)												
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
Petróleo												
Gas Natural Seco	39.44	38.92	39.19	38.97	38.84	39.08	39.39	39.53	38.98	39.12	38.77	
Carbón	22.03	22.37	22.09	22.13	22.56	22.23	22.42	22.53	22.81	22.83	23.04	
Energía Hidráulica	24.69	24.47	24.44	24.34	23.97	24.27	23.71	23.36	23.75	23.84	23.91	
Energía nuclear	6.54	6.82	6.78	6.95	6.93	6.88	6.87	6.86	6.79	6.44	6.46	
Energía Geotérmica, Solar, Viento, Madera y residuos	6.09	6.22	6.26	6.34	6.42	6.26	6.38	6.45	6.39	6.53	6.53	
Otras	0.57	0.59	0.61	0.61	0.62	0.65	0.67	0.71	0.73	0.74	0.80	
Energía Primaria Total	0.64	0.61	0.64	0.65	0.66	0.62	0.57	0.57	0.55	0.49	0.49	
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	

Figuras 2.4 y 2.5: Consumo de energía por fuente proyecciones de la agencia internacional de Energía

	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Energía Nuclear	Otras
1970	103.2	38.114	62.991	0.9507	12.839
1975	123.6	45.277	67.248	4.0584	15.93
1980	138.13	56.935	75.378	7.9928	22.427
1985	129.91	67.086	89.064	16.141	25.995
1990	142.56	79.08	96.597	21.43	27.903
1995	150.43	85.414	96.254	24.488	32.364
2000	164.48	96.421	98.805	26.92	34.598
2001	165.1	98.238	101.22	27.905	33.926
2005	173.46	102.75	106.85	29.695	37.491
2010	193.3	114.52	113.89	31.451	41.181
2015	212.31	128.77	122.98	33.151	45.602
2020	232.75	146.44	133.7	33.551	49.183
2025	255.25	165.09	147.91	32.123	53.184

Fuente: IEO2004

Figura 2.6 Consumo mundial por regiones

Consumo mundial de energía por región			
	Industrializado	Este de Europa/Ex-URSS	En vías de desarrollo
1970	141.96	41.88	34.26
1975	158.18	53.16	44.78
1980	175.62	66.57	58.67
1985	176.40	76.97	74.83
1990	192.79	80.56	94.22

Apéndice A: Datos estadísticos

1995	208.42	57.68	122.85
2001	223.11	56.18	146.87
2005	233.76	57.69	158.78
2010	249.30	62.25	182.80
2015	264.23	67.88	210.70
2020	279.68	74.15	241.80
2025	296.86	79.80	276.90

Fuente: IEO2004

Figuras 2.7 y 2.8 Consumo mundial de energía por Comunidad de estados Europeos

	1990	2000	2010	2020	2030
Consumo total (EJ)	362.91	417.84	504.22	607.67	714.48
Carbón	90.77	99.269	121.96	155.08	198.41
Petróleo	129.96	150.35	177.94	213.48	246.1
Gas Natural	73.143	89.053	119.7	154.45	181
Electricidad primaria	31.234	37.263	44.882	46.641	51.288
Madera y residuos	37.849	41.952	39.733	38.016	37.681

Fuente: WETO2004

Figura 2.10 Producción Mundial de gas natural por países

Producción Mundial de gas natural Seco. 1990-2003
(Millones de pies cúbicos diarios)

País	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2001	2002	2003
ExURSS	73571	73174	70494	68714	64950	63847	64737	60654	62376	63489	55,129	56,243	60,183
Estados Unidos	49750	49382	49779	50350	52421	51753	52459	52546	52256	52295	55,819	54,105	55,836
Canadá	9608	10198	11233	12142	13149	14339	14861	15113	15529	15703	19,932	19,255	19,395
Reino Unido	4402	4896	4983	5854	6250	6850	8185	8359	8785	9637	10,938	10,114	11,160
Argelia	4760	5138	5321	5321	4896	5534	5912	6811	7295	7953	6,015	6,328	7,769

Apéndice A: Datos estadísticos

Indonesia	4383	4983	5254	5437	6086	6173	6492	6540	6182	6424	6,346	5,756	5,558
Holanda	5863	6676	6686	6773	6424	6482	7334	6492	6153	5815	6,897	7,506	10,483
Irán	2245	2496	2419	2622	3077	3415	3889	4547	4838	5080	4,498	4,328	4,466
Noruega	2690	2641	2845	2796	2980	3019	3967	4518	4625	4934	7,672	7,450	7,106
Arabia Saudita	2951	3096	3290	3473	3648	3677	4296	4383	4528	4470	4,023	4,155	4,899
Malasia	1722	1974	2206	2409	2525	2796	3367	3715	3938	4160	3,687	4,055	4,136
EAU	1945	2303	2148	2225	2496	3028	3270	3512	3590	3677	3,996	4,451	4,295
México	2643	2525	2450	2643	2707	3759	4195	4467	4791	4791	4511	4423	4498
Argentina	1722	1925	1945	2080	2158	2419	2574	2651	2864	3521	3,715	3493	3967
Venezuela	2129	2119	2090	2254	2390	2661	2874	2980	3125	3096	2,796	2641	2845
Australia	1993	2100	2274	2370	2719	2883	2961	2903	2941	2961	3,164	3338	3212
Resto del Mundo	20328	20057	21305	22696	23308	24556	25765	26820	27420	28832	34,425	30274	32267

Fuente SENER, 2004

Figura 2.11 Consumo mundial de GN 1990-2003

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	2001	2002	2003
Estados Unidos de América	52275	53117	54390	56426	57674	60045	61019	59619	64582	60935
ExURSS	64118	64408	60614	57442	53049	50544	50772	53069	55023	56378
Reino Unido	5099	5496	5510	6250	6511	7024	8221	9230	9143	9221
Alemania	5796	6086	6079	6424	6570	7198	8066	8021	7992	8272
Canadá	5979	6095	6445	6618	6850	6860	7111	7024	7808	8456
Japón	4954	5292	5403	5447	5834	5921	6378	7643	7489	7402
Italia	4199	4460	4419	4547	4383	4828	5027	6241	6153	6937
Holanda	3328	3686	3541	3667	3570	3657	4024	3802	3802	3802
Arabia Saudita	2951	3096	3281	3473	3648	3706	3985	5196	5457	5902
Irán	2196	2196	2412	2574	3077	3386	3676	6289	6569	7779
Francia	2835	2961	3030	3125	2990	3183	3117	3938	4141	4238
Venezuela	2129	2119	2084	2254	2390	2903	3088	2796		
México	2690	2680	2680	2728	2845	2874	2999	3261	4073	5274
Argentina	1964	2138	2152	2283	2351	2622	2991	3212	3932	3348
Indonesia	1945	2100	2181	2312	2641	2961	2914	2874	3357	3444

Apéndice A: Datos estadísticos

Rumania	2980	2390	2451	2438	2341	2322	2393	0	0	0
EAU	0	0	0	0	0	0	0	3319	3802	3628
China	0	0	0	0	0	0	0	0	2912	3319
Resto del Mundo	24585	25194	26679	28523	30477	32470	35575	54194	50079	52352

Fuente: SENER, 2004

Figura 2.13: Producción de energía primaria en México, 1991-2003 (PJ)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total	8322.466	8327.834	8362.905	8314.611	8228.53	8979.416	9429.204	9640.108	9352.674	9611.972	9709.102	9621.14	10064.34
Carbón	128.723	119.562	129.415	175	172.707	191.191	189.709	199.411	203.846	226.702	223.201	220.268	192.888
Petróleo	6111.563	6112.537	6012.782	5896.748	5702.798	6227.577	6612.088	6708.814	6476.391	6750.492	6949.347	6920.964	7381.634
Gas natural	1421.659	1397.286	1501.725	1611.67	1585.939	1761.34	1844.673	1972.407	1828.018	1801.416	1744.392	1713.831	1762.025
Nucleoenergía	45.925	41.855	53.072	47.781	92.986	85.581	112.495	100.471	108.26	90.331	96.699	106.972	114.871
Hidroenergía	232.717	275.798	274.165	208.505	283.346	322.316	271.153	252.956	336.146	342.066	291.822	259.054	205.049
Geoenergía	58.187	61.342	61.417	58.221	58.459	58.729	56.075	58.132	57.778	61.03	57.132	56.246	61.661
Energía Eólica	0	0	0	0.042	0.062	0.051	0.041	0.051	0.062	0.083	0.071	0.072	0.052
Bioenergía	324.707	320.301	330.329	316.844	331.707	332.631	342.97	347.867	342.173	339.852	346.44	343.733	346.159

Fuente SENER, 2003 e INEGI

Figura 2.14: Exportaciones de energía, 1991-2003 (PJ)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total	3187.6	3236.4	3263.7	3018.6	3012.2	3472.9	3876.4	3942.1	3731.8	3857.6	3932.4	3884.4	4354.2
Carbón	0.02	0	0.115	0.017	0.013	0.35	0.008	0.045	1.629	0.093	0.18	0.066	0.01
Petróleo Crudo	2994.6	2996.5	2931.5	2801.4	2769.4	3283.4	3680.6	3721.8	3395.3	3631.1	3725.5	3561.9	3989.5
Coque de carbón	0.792	0	0.004	0.002	0.016	0.011	0.019	0.019	0.018	0.046	0.03	0.021	0.052
Coque de Petróleo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.009	0.004	0.01
Gas licuado	55.092	28.574	26.522	38.582	38.227	34.447	7.868	6.196	6.097	7.576	4.275	0.521	0.42
Gasolinas	29.338	42.483	68.015	72.32	53.843	71.375	128.6	152.22	134.12	130.83	136	129.14	125.41
Querosenos	33.514	30.579	33.896	32.713	38.821	20.985	9.087	6.17	4.83	7.552	5.144	12.969	14.874
Diesel	47.757	79.497	92.116	42.993	35.001	33.738	21.007	17.098	18.85	9.33	19.83	16.222	5.948
Combustóleo	18.022	51.102	96.489	8.672	33.871	0.143	0.091	3.131	113.58	48.528	22.288	154.19	213.03
Productos no energéticos	1.187	0.294	6.085	7.798	28.389	10.722	14.603	23.372	7.433	13.17	9.401	6.546	1.558
Gas Natural	0	0	1.692	6.936	7.752	13.105	13.287	11.801	49.409	8.664	8.728	1.625	0

Apéndice A: Datos estadísticos

Electricidad	7.268	7.348	7.254	7.092	6.998	4.637	1.238	0.277	0.472	0.702	0.976	1.238	3.431
--------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Fuente SENER, 2003 e INEGI

Figura 2.15: Oferta Interna bruta de energía primaria 1991-2003, PetaJoules

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total	5214	5194	5370	5462	5385	5526	5523	5694	5716	5659	5689	5644	5912
Carbón	136.6	138.2	155.9	188.3	209.7	240.5	240.7	246.1	250.4	257.6	293.9	316.3	361.2
Petróleo	3039	3039	3039	3039	3039	3039	3039	3039	3039	3039	3039	3039	3039
Gas Natural	1380	1351	1450	1556	1496	1583	1587	1691	1633	1609	1597	1598	1652
Nucleoenergía	45.93	41.86	53.07	47.78	92.99	85.58	112.5	100.5	108.3	90.33	96.7	107	114.9
Hidroenergía	232.7	275.8	274.2	208.5	283.9	322.3	271.2	253	336.1	342.1	291.8	259.1	205
Geoenergía	58.19	61.34	61.42	58.22	58.46	58.73	56.08	58.13	57.78	61.03	57.13	56.25	61.66
Energía Eólica	0	0	0	0.042	0.062	0.051	0.041	0.051	0.062	0.083	0.071	0.072	0.052
Bioenergía	324.7	320.3	330.3	316.8	331.7	332.6	343	347.9	342.2	339.9	346.4	343.7	346.2

Fuente SENER, 2003 e INEGI

Figura 2.16: Importación de energía primaria 1991-2003, PetaJoules

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total	347.2	456	409.7	457.4	377.4	422.1	688.8	776.4	735.4	893.3	878.3	895.7	943.4
Carbón	0.724	18.24	2.378	8.363	33.95	39.46	53.54	57.01	61.63	64.89	87.43	153.3	188.1
Petróleo Crudo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coque de carbón	2.402	4.435	19.67	15.55	11.58	10.67	15.39	15.67	7.793	16.74	10.94	10.54	13.56
Coque de Petróleo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33.46	38.67	56.37	68.75
Gas licuado	31.94	44.43	45	48.83	56.81	81.67	107.3	114.8	127.9	164.9	136	138.4	118.7
Gasolinas	140.8	168.2	172.8	147.4	137.3	141	243.1	274.4	195.5	169.9	254.1	174.9	122.6
Querosenos	0	0	0	0	0	0	0	4.086	5.628	8.574	3.952	0	0
diesel	0	0	0	0	2.293	21.69	38.35	40.6	57.45	58.02	13.58	34.95	8.01
Combustóleo	108.4	122.9	128.3	189.6	71.18	93.49	187.1	212.7	217.3	272.5	198.8	64.66	73.52

Apéndice A: Datos estadísticos

Productos energéticos	no	2.129	3.116	3.342	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas Natural		58.5	91.08	35.06	43.48	60.05	29.15	37.61	51.71	59.87	100.4	133.6	260.6	349.8
Electricidad		2.224	3.561	3.273	4.104	4.19	4.993	6.498	5.436	2.358	3.848	1.177	1.912	0.256

Fuente SENER, 2003 e INEGI

Figura 2.17: Consumo Nacional de Energía 1991-2003, PJ

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Consumo Nacional total	5344.7	5419.5	5429.7	5705.2	5529	5745	5955.9	6188.2	6157.9	6428.3	6359.5	6273.4	6471.1
Consumo del sector energético	1670.4	1672	1699.8	1811.5	1799.3	1851.2	1968.6	2082.2	2150.1	2349.9	2404.3	2244.4	2391.2

Fuente SENER, 2003 e INEGI

Figura 2.18: Consumo energético en México por sectores, (PJ)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Residencial, Comerc. y Público	726.1	769.5	784.8	814.4	811.5	831.1	835.4	864.6	803.3	833	837.9	850.1	861.6
Transporte	1360	1373	1403	1472	1399	1419	1478	1527	1548	1614	1611	1633	1684
Agropecuario	93.87	91.21	92.56	91.05	93.54	101.4	106.9	106.6	116.9	115.5	110.3	107.5	112.8
Industrial	1121	1117	1020	1033	1050	1166	1181	1249	1158	1206	1111	1162	1143

Fuente SENER, 2003 e INEGI

Figura 2.19: Producción de energéticos secundarios en México, 1991-2003 (PJ)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total	4688	4640	4791	4948	4681	4810	4864	5046	4981	4920	4919	5049	5223
Coque de Carbón	58.02	55.78	53.05	55.05	59.48	59.92	57.99	60.51	60.78	59.28	54.78	38.49	40.06
Coque de Petróleo1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.547	0.478	1.199	26.03
Gas licuado	373.4	364.7	397.8	407.5	391.3	377.7	313.7	327.8	319.4	312.3	318	325.1	342.1
Gasolinas y naftas	961.9	910.8	935.9	967.4	960.1	954.2	906.6	959.8	916.4	896.1	882.3	888.6	942.7
Querosenos	144.1	154.3	169.5	174.6	156.1	139.5	122.9	122.5	121.9	117.1	118.9	119.6	119.9
Diesel	587	632.1	609.9	612.1	548.4	574.9	585.2	618.2	577.4	561.7	571.6	541.7	626.6
Combustóleo2	963.8	948.3	976.5	979.9	976.6	978.3	995.2	1040	1115	1026	1018	1135	1062

Apéndice A: Datos estadísticos

Productos energéticos	no	209.7	212.8	203.5	261.1	138.2	122.6	194.1	187.5	192.1	190	170.8	166.8	157.8
Gas natural		963.6	922.8	988.7	995.4	938.7	1056	1107	1114	1026	1061	1074	1108	1172
Electricidad		426.1	438	455.6	495.1	512.4	546.8	581	615.5	651.3	693.9	710	724.5	733.4

Fuente SENER, 2003 e INEGI

Figura 2.23: Producción acumulada de GN en México por tipo, 1998-2004 (mmpcd)

PERIODO	Asociado	No Asociado												
1988/01	3058	522	1992/01	2940	602	1996/01	3515	665	2000/01	3492	1317	2004/01	3106	1505
1988/02	3008	480	1992/02	2999	523	1996/02	3576	695	2000/02	3334	1324	2004/02	3044	1496
1988/03	3012	457	1992/03	3059	569	1996/03	3600	657	2000/03	3448	1319	2004/03	2996	1524
1988/04	2965	488	1992/04	3072	498	1996/04	3571	714	2000/04	3470	1199	2004/04	3020	1545
1988/05	2985	510	1992/05	2993	546	1996/05	3593	735	2000/05	3489	1297	2004/05	3016	1567
1988/06	2991	504	1992/06	3000	583	1996/06	3602	732	2000/06	3478	1303	2004/06	3056	1507
1988/07	3031	477	1992/07	3051	589	1996/07	3484	720	2000/07	3286	1306	2004/07	3007	1563
1988/08	3009	480	1992/08	3022	576	1996/08	3057	732	2000/08	3445	1306	2004/08	2987	1576
1988/09	2874	495	1992/09	3042	618	1996/09	3390	733	2000/09	3362	1294	2004/09	3002	1598
1988/10	2942	500	1992/10	3049	600	1996/10	3436	740	2000/10	3210	1308	2004/10	3018	1614
1988/11	2955	517	1992/11	3043	489	1996/11	3426	728	2000/11	3259	1307	2004/11	2967	1621
1988/12	2965	512	1992/12	3027	512	1996/12	3496	750	2000/12	3288	1308	2004/12	2897	1641
1989/01	2964	530	1993/01	3009	366	1997/01	3559	758	2001/01	3277	1298	2005/01	2928	1682
1989/02	2946	513	1993/02	3028	504	1997/02	3579	752	2001/02	3302	1269	2005/02	2893	1750
1989/03	2975	505	1993/03	3067	504	1997/03	3623	769	2001/03	3324	1306	2005/03	2877	1790
1989/04	3014	530	1993/04	3094	537	1997/04	3588	809	2001/04	3222	1293			
1989/05	3008	556	1993/05	3096	494	1997/05	3612	810	2001/05	3192	1288			
1989/06	3054	544	1993/06	3069	514	1997/06	3584	828	2001/06	3261	1288			
1989/07	3077	523	1993/07	3062	456	1997/07	3633	855	2001/07	3297	1285			
1989/08	3095	527	1993/08	3094	518	1997/08	3692	869	2001/08	3259	1277			
1989/09	3096	518	1993/09	3131	519	1997/09	3705	866	2001/09	3221	1127			
1989/10	3065	553	1993/10	3132	423	1997/10	3672	892	2001/10	3132	1231			
1989/11	3045	607	1993/11	3156	489	1997/11	3646	897	2001/11	3192	1301			
1989/12	3017	591	1993/12	3175	484	1997/12	3670	927	2001/12	3195	1294			

Apéndice A: Datos estadísticos

1990/01	3041	606	1994/01	3156	494	1998/01	3688	978	2002/01	3171	1291			
1990/02	3039	627	1994/02	3089	485	1998/02	3741	1006	2002/02	3130	1313			
1990/03	3042	623	1994/03	3108	502	1998/03	3788	1034	2002/03	3121	1297			
1990/04	3052	620	1994/04	3133	518	1998/04	3768	1043	2002/04	3132	1313			
1990/05	3003	621	1994/05	3123	515	1998/05	3719	1049	2002/05	3117	1317			
1990/06	2966	618	1994/06	3111	513	1998/06	3696	1045	2002/06	3145	1304			
1990/07	2946	597	1994/07	3110	530	1998/07	3720	1077	2002/07	3118	1290			
1990/08	2996	611	1994/08	3077	534	1998/08	3726	1118	2002/08	3130	1324			
1990/09	3020	624	1994/09	3086	534	1998/09	3630	1156	2002/09	3074	1288			
1990/10	3071	640	1994/10	3102	529	1998/10	3517	1162	2002/10	3122	1300			
1990/11	3118	634	1994/11	3091	524	1998/11	3731	1182	2002/11	3045	1296			
1990/12	3086	621	1994/12	3102	526	1998/12	3720	1193	2002/12	3109	1332			
1991/01	3092	613	1995/01	3111	544	1999/01	3695	1222	2003/01	3114	1333			
1991/02	3072	602	1995/02	3021	559	1999/02	3588	1199	2003/02	3116	1321			
1991/03	3041	611	1995/03	3098	564	1999/03	3628	1141	2003/03	3104	1333			
1991/04	3025	570	1995/04	3099	569	1999/04	3598	1278	2003/04	3069	1322			
1991/05	3068	652	1995/05	3103	567	1999/05	3560	1306	2003/05	3096	1342			
1991/06	3081	615	1995/06	3138	579	1999/06	3406	1284	2003/06	3129	1318			
1991/07	3062	509	1995/07	3194	592	1999/07	3543	1311	2003/07	3156	1409			
1991/08	3038	563	1995/08	3232	641	1999/08	3471	1328	2003/08	3172	1413			
1991/09	3050	590	1995/09	3322	660	1999/09	3476	1296	2003/09	3128	1411			
1991/10	3038	627	1995/10	2824	655	1999/10	3456	1292	2003/10	3117	1427			
1991/11	2970	638	1995/11	3279	672	1999/11	3446	1214	2003/11	3105	1421			
1991/12	2937	543	1995/12	3421	660	1999/12	3443	1300	2003/12	3123	1492			

Fuente : INEGI, 2005

Figura 2.24: Producción acumulada de Gas natural en México por región, 1988-2004 (mmpcd)

PERIODO	1988				1992				1996				2000				2004							
	Total /a	Marina /b	Mesozoico, Chiapas-tabasco /c	Otras /c	Total /a	Marina /b	Mesozoico, Chiapas-tabasco /c	Otras /c	Total /a	Marina /b	Mesozoico, Chiapas-tabasco /c	Otras /c	Total /a	Marina /b	Mesozoico, Chiapas-tabasco /c	Otras /c	Total /a	Marina /b	Mesozoico, Chiapas-tabasco /c	Otras /c				
1988/01	3580	1032	1789	759	1992/01	3541	1144	1570	827	1996/01	4180	1521	2055	604	2000/01	4809	1590	1937	1282	2004/01	4611	1576	1570	1465
1988/02	3488	1006	1769	713	1992/02	3522	1145	1625	752	1996/02	4271	1556	2101	613	2000/02	4658	1530	1843	1285	2004/02	4540	1561	1520	1459
1988/03	3469	1000	1788	681	1992/03	3628	1173	1651	804	1996/03	4257	1592	2078	587	2000/03	4767	1577	1909	1281	2004/03	4520	1534	1505	1481
1988/04	3453	975	1767	711	1992/04	3569	1164	1674	731	1996/04	4285	1567	2085	632	2000/04	4669	1623	1884	1162	2004/04	4565	1560	1499	1506

Apéndice A: Datos estadísticos

1988/05	3495	991	1776	728	1992/05	3539	1161	1618	760			1996/05	4328	1592	2087	649	2000/05	4787	1639	1886	1262	2004/05	4583	1545	1509	1529
1988/06	3494	1006	1760	728	1992/06	3583	1157	1633	793			1996/06	4335	1595	2091	649	2000/06	4781	1630	1878	1273	2004/06	4562	1573	1514	1475
1988/07	3508	1031	1774	703	1992/07	3640	1187	1647	806			1996/07	4205	1582	1981	641	2000/07	4592	1443	1870	1279	2004/07	4570	1533	1505	1532
1988/08	3489	1039	1749	701	1992/08	3598	1204	1599	795			1996/08	3789	1544	1587	658	2000/08	4751	1627	1850	1274	2004/08	4563	1536	1482	1545
1988/09	3370	885	1783	702	1992/09	3660	1195	1628	837			1996/09	4123	1558	1902	663	2000/09	4656	1573	1821	1262	2004/09	4600	1564	1470	1566
1988/10	3442	1015	1721	706	1992/10	3649	1185	1646	818			1996/10	4176	1543	1965	669	2000/10	4518	1430	1810	1277	2004/10	4632	1575	1474	1583
1988/11	3471	1017	1733	721	1992/11	3532	1182	1645	705			1996/11	4154	1536	1956	662	2000/11	4566	1486	1807	1274	2004/11	4588	1545	1460	1584
1988/12	3477	1027	1732	718	1992/12	3538	1187	1623	728			1996/12	4246	1566	1997	683	2000/12	4596	1537	1785	1274	2004/12	4539	1500	1434	1605
1989/01	3494	1047	1717	730	1993/01	3375	1172		1850	354		1997/01	4317	1602	2024	692	2001/01	4575	1556	1754	1264	2005/01	4610	1537	1427	1646
1989/02	3459	1041	1702	716	1993/02	3532	1185		1896	451		1997/02	4331	1593	2040	697	2001/02	4570	1587	1752	1232	2005/02	4644	1521	1412	1710
1989/03	3480	1063	1697	720	1993/03	3572	1189		1964	419		1997/03	4392	1629	2057	707	2001/03	4631	1596	1766	1269	2005/03	4667	1497	1417	1753
1989/04	3544	1048	1755	741	1993/04	3631	1228		1952	451		1997/04	4398	1604	2056	738	2001/04	4515	1511	1750	1254					
1989/05	3564	1049	1748	767	1993/05	3589	1221		1939	429		1997/05	4422	1639	2040	743	2001/05	4480	1502	1725	1253					
1989/06	3598	1078	1762	758	1993/06	3583	1216		1902	464		1997/06	4412	1639	2008	766	2001/06	4549	1563	1736	1251					
1989/07	3600	1091	1772	737	1993/07	3518	1221		1873	424		1997/07	4488	1661	2035	792	2001/07	4582	1591	1741	1250					
1989/08	3623	1105	1777	741	1993/08	3611	1253		1894	464		1997/08	4561	1694	2062	804	2001/08	4536	1553	1738	1245					
1989/09	3614	1109	1775	730	1993/09	3650	1293		1892	466		1997/09	4571	1703	2064	804	2001/09	4348	1519	1731	1098					
1989/10	3619	1118	1743	758	1993/10	3555	1307		1792	455		1997/10	4564	1686	2047	831	2001/10	4362	1416	1745	1201					
1989/11	3652	1104	1738	810	1993/11	3645	1310		1872	463		1997/11	4542	1654	2054	834	2001/11	4493	1474	1749	1270					
1989/12	3608	1090	1716	802	1993/12	3658	1334		1865	460		1997/12	4597	1671	2060	866	2001/12	4488	1493	1733	1263					
1990/01	3647	1125	1711	811	1994/01	3649	1347		1832	470		1998/01	4666	1699	2046	921	2002/01	4462	1492	1715	1255					
1990/02	3666	1116	1725	825	1994/02	3573	1314		1801	458		1998/02	4747	1742	2053	952	2002/02	4443	1464	1702	1277					
1990/03	3665	1117	1726	822	1994/03	3609	1317		1819	474		1998/03	4822	1758	2084	979	2002/03	4418	1460	1697	1261					
1990/04	3672	1118	1733	821	1994/04	3652	1332		1836	484		1998/04	4811	1744	2075	992	2002/04	4445	1472	1696	1277					
1990/05	3624	1091	1709	824	1994/05	3638	1337		1822	480		1998/05	4768	1748	2018	1002	2002/05	4434	1429	1728	1277					
1990/06	3584	1056	1707	821	1994/06	3624	1340		1801	483		1998/06	4742	1695	2044	1003	2002/06	4449	1451	1735	1263					
1990/07	3543	1050	1696	797	1994/07	3641	1336		1815	490		1998/07	4797	1684	2080	1034	2002/07	4408	1446	1714	1248					
1990/08	3606	1102	1695	809	1994/08	3610	1322		1801	488		1998/08	4844	1671	2105	1068	2002/08	4454	1460	1713	1281					
1990/09	3644	1131	1686	827	1994/09	3620	1346		1792	483		1998/09	4785	1558	2122	1105	2002/09	4362	1402	1712	1248					
1990/10	3710	1167	1692	851	1994/10	3631	1350		1800	481		1998/10	4679	1499	2071	1110	2002/10	4422	1465	1696	1262					
1990/11	3752	1172	1727	853	1994/11	3616	1352		1786	477		1998/11	4913	1704	2075	1134	2002/11	4341	1401	1679	1261					
1990/12	3708	1168	1707	833	1994/12	3628	1370		1777	482		1998/12	4913	1734	2033	1147	2002/12	4441	1477	1659	1304					
1991/01	3705	1175	1704	826	1995/01	3655	1390		1772	493		1999/01	4917	1736	2003	1178	2003/01	4447	1496	1646	1305					

Apéndice A: Datos estadísticos

1989/07	4.5		-4.5	1993/07	119.2		-119.2	1997/07	101.8	38.4	-63.4	2001/07	377.2	0	-377.2				
1989/08	3.8		-3.8	1993/08	97.7		-97.7	1997/08	204.6	1.2	-203.4	2001/08	390.1	0	-390.1				
1989/09	1.7		-1.7	1993/09	72.1		-72.1	1997/09	245.6	0	-245.6	2001/09	463.5	0	-463.5				
1989/10	17.2		-17.2	1993/10	54.5		-54.5	1997/10	143.4	31.2	-112.2	2001/10	444.4	0	-444.4				
1989/11	17.5		-17.5	1993/11	55.2		-55.2	1997/11	86.7	35	-51.7	2001/11	436.2	5	-431.2				
1989/12	70.7		-70.7	1993/12	35.9	54.6	18.7	1997/12	145.1	34.5	-110.6	2001/12	278	89.4	-188.6				
1990/01	27.6		-27.6	1994/01	48	56.8	8.8	1998/01	144	4	-140	2002/01	325.6	28.4	-297.2				
1990/02	76.8		-76.8	1994/02	51.6	18	-33.6	1998/02	108.3	77.4	-30.9	2002/02	292.4	25.9	-266.5				
1990/03	112.4		-112.4	1994/03	42.3	67.1	24.8	1998/03	130.2	12	-118.2	2002/03	491.3	0	-491.3				
1990/04	23.2		-23.2	1994/04	46	0	-46	1998/04	96.9	111.4	14.5	2002/04	542.8	0	-542.8				
1990/05	79.5		-79.5	1994/05	79	51.9	-27.1	1998/05	221.5	86.8	-134.7	2002/05	612.6	0	-612.6				
1990/06	55.3		-55.3	1994/06	32.8	35.2	2.4	1998/06	167.5	3.1	-164.4	2002/06	676.9	0	-676.9				
1990/07	6		-6	1994/07	71.4	0	-71.4	1998/07	184.3	0	-184.3	2002/07	708.8	0	-708.8				
1990/08	5.1		-5.1	1994/08	218.1	0	-218.1	1998/08	150.7	46	-104.7	2002/08	745.7	0	-745.7				
1990/09	76.1		-76.1	1994/09	235.1	0	-235.1	1998/09	151.6	66	-85.6	2002/09	746.9	0	-746.9				
1990/10	14.4		-14.4	1994/10	170.5	0	-170.5	1998/10	157.7	29.5	-128.2	2002/10	701.2	0	-701.2				
1990/11	7.1		-7.1	1994/11	306.9	0	-306.9	1998/11	159.5	2.2	-157.3	2002/11	600.7	0	-600.7				
1990/12	37.3		-37.3	1994/12	196.1	0	-196.1	1998/12	160.2	44.3	-115.9	2002/12	641.9	0	-641.9				
1991/01	114.5		-114.5	1995/01	191	0	-191	1999/01	138.8	153.3	14.5	2003/01	750.6	0	-750.6				
1991/02	98.1		-98.1	1995/02	197.9	2	-195.9	1999/02	165.6	155.5	-10.1	2003/02	748.6	0	-748.6				
1991/03	139.4		-139.4	1995/03	225.7	4.6	-221.1	1999/03	210.4	37.1	-173.3	2003/03	457.3	0	-457.3				
1991/04	105.2		-105.2	1995/04	227.5	1.3	-226.2	1999/04	143.8	140	-3.8	2003/04	581.8	0	-581.8				
1991/05	154.5		-154.5	1995/05	231	0	-231	1999/05	165.8	189.5	23.7	2003/05	873.8	0	-873.8				
1991/06	146.2		-146.2	1995/06	271.4	0	-271.4	1999/06	162.4	161.2	-1.2	2003/06	933.7	0	-933.7				
1991/07	103.1		-103.1	1995/07	206.8	0	-206.8	1999/07	147	108	-39	2003/07	788.6	0	-788.6				
1991/08	101.7		-101.7	1995/08	107.4	26.2	-81.2	1999/08	142.8	152.3	9.5	2003/08	764.9	0	-764.9				
1991/09	195.7		-195.7	1995/09	74.8	160.7	85.9	1999/09	145.7	132.1	-13.6	2003/09	755.6	0	-755.6				
1991/10	244		-244	1995/10	181.3	58.2	-123.1	1999/10	98.9	132.3	33.4	2003/10	786.2	0	-786.2				
1991/11	265.7		-265.7	1995/11	117.9	5.4	-112.5	1999/11	140.2	205.2	65	2003/11	861.3	0	-861.3				
1991/12	302.1		-302.1	1995/12	44.8	0	-44.8	1999/12	127.5	99.7	-27.8	2003/12	783.1	0	-783.1				

Fuente : PEMEX e INEGI, 2005

Apéndice B: Clasificación 518 de la USTPO

CHEMISTRY: FISCHER-TROPSCH PROCESSES; OR PURIFICATION OR RECOVERY OF PRODUCTS THEREOF

SECTION I - CLASS DEFINITION

This class provides for processes which include (a) the reaction of hydrogen with carbon monoxide, carbon dioxide or mixtures of these carbon oxides (Fischer-Tropsch synthesis) to yield one or more carbon compounds, e.g., hydrocarbons, alcohols, esters, acids, ketones, aldehydes, etc., or (b) the purification, separation, conversion or treatment of one or more of the products resulting from the Fischer-Tropsch synthesis, such as by saponification, oxidation, adsorption, solvent extraction, etc.

SECTION II - NOTES TO THE CLASS DEFINITION

(1) Note. Class 518 provides for Fischer-Tropsch synthesis in combination with separation and also for mere separation of the results of Fischer-Tropsch synthesis, except as shown below in the "Relationship with Other Classes".

(2) Note. This Class 518 provides for a process which includes Fischer-Tropsch synthesis as well as making one or more reactants preliminary thereto. The reactants (hydrogen, carbon monoxide or carbon dioxide) may be made separately or in admixture.

(3) Note. Processes that include other reactants in addition to hydrogen, carbon monoxide, carbon dioxide or water will be classified with the compound produced.

(4) Note. For the purpose of purification or recovery of a Fischer-Tropsch process product, Class 518 provides for any physical process required, but only two chemical processes are provided for, i.e., hydrogenation with gaseous hydrogen and formation of oximes of the oxygen containing products.

SECTION III - REFERENCES TO OTHER CLASSES

- [44](#), Fuel and Related Compositions, Class 44 controls over Class 518 for Fischer-Tropsch synthesis if the product is set forth to be useful as a liquid or solid fuel and there is an additive present as required by Class 44.
- [48](#), Gas: Heating and Illuminating, Class 48 is superior to Class 518 for Fischer-Tropsch synthesis when the result is set forth as being for heating or illumination.
- [62](#), Refrigeration, Class 518 controls classification over Class 62 for a process which includes both Fischer-Tropsch synthesis and refrigeration. However, merely treating the product of such synthesis by a Class 62 process is in Class 62.
- [203](#), Distillation: Processes, Separatory, Class 518 controls classification over Class 203 for processes which include both Fischer-Tropsch synthesis and distillation. Separation of the results of such synthesis by distillation is in Class 203 when the Fischer-Tropsch synthesis is not claimed.
- [204](#), Chemistry: Electrical and Wave Energy, Class 204 controls classification for the combination of Fischer-Tropsch synthesis followed by a Class 204 step and also for treating the product of such synthesis when the Fischer-Tropsch synthesis is not claimed; however, Class 204 steps followed by Fischer-Tropsch synthesis is in Class 518.
- [252](#), Compositions, Class 252, subclass [373](#), provides for processes of making compositions of hydrogen and carbon monoxide or carbon dioxide. These are called synthesis gases and may be used for Fischer-Tropsch synthesis. The combination of making these synthesis gases and using for Fischer-Tropsch synthesis is classified in Class 518.
- [502](#), Catalyst, Solid Sorbent, or Support Therefor: Product or Process of Making, for a catalytic composition, per se, which may be used in a process of this class and especially subclasses [20+](#) for a process of regenerating or rehabilitating a catalyst.
- [520](#), through 528, 530, 532-570 and 585, Synthetic Resins and Natural Rubbers -- Part of the Class 520 Series; Chemistry: Natural Resins or Derivatives; Peptides or Proteins; Lignins or Reaction Products Thereof; Organic Compounds -- Part of the Class 532-570 Series; and Chemistry, Hydrocarbons, Class 518 is superior to these classes when compounds normally classified in them are formed by a Fischer-Tropsch reaction or are separated from the reaction mixture by any physical process or by one of the two chemical processes stated in (4) Note. However claims which include other chemical processes to separate or form compounds from the Fischer-Tropsch reaction mixture are classified with the compound formed. Patents having both types of claims are classified as originals in Class 518 and cross-referenced to the appropriate compound class or classes.

SUBCLASSES

- [700](#) LIQUID PHASE FISCHER-TROPSCH REACTION:

- This subclass is indented under [the class definition](#). Processes wherein the Fischer-Tropsch reaction is carried out in the liquid state.
- [701](#) **Rhodium containing catalyst utilized:**
This subclass is indented under [subclass 700](#). Processes wherein a catalyst containing rhodium is utilized for the Fischer-Tropsch reaction.
- [702](#) **WITH PRELIMINARY REACTION TO FORM HYDROGEN OR A CARBON OXIDE:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes which include a reaction to form hydrogen or a carbon oxide prior to the Fischer-Tropsch reaction.
- [703](#) **Gaseous oxygen utilized in the preliminary reaction:**
This subclass is indented under [subclass 702](#). Processes wherein gaseous oxygen is utilized in the preliminary reaction.
- [704](#) **Water utilized in the preliminary reaction**
This subclass is indented under [subclass 702](#). Water utilized in the preliminary reaction: Processes wherein water is utilized in the preliminary reaction.
- [705](#) **TREATMENT OF FEED OR RECYCLE STREAM:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes wherein at least one reactant is treated prior to the Fischer-Tropsch reaction, such as removing sulfur therefrom, or processes wherein the recycle stream is treated prior to returning to the reaction zone.
- [706](#) **PLURAL ZONES EACH HAVING A FISCHER-TROPSCH REACTION:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes wherein Fischer-Tropsch reactions take place in two or more reaction zones.
- [707](#) **Diverse catalysts utilized in at least two zones:**
This subclass is indented under [subclass 706](#). Processes wherein different catalysts are utilized in at least two of the zones.
- [708](#) **Water utilized:**
This subclass is indented under [subclass 706](#). Processes wherein water is utilized in at least one of the zones.
- [709](#) **INCLUDING REGENERATION OF CATALYST:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes wherein a catalyst, after utilization, is recycled for reuse.
SEE OR SEARCH CLASS:
[502](#), Catalyst, Solid Sorbent, or Support Therefor: Product or Process of Making, especially subclasses [20+](#) for a process, per se, of regenerating a catalyst.
- [710](#) **Solvent utilized:**
This subclass is indented under [subclass 709](#). Processes wherein a solvent is utilized in the regeneration of a catalyst.
- [711](#) **WATER UTILIZED DURING THE FISCHER-TROPSCH STEP OF THE PROCESS:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes wherein water is utilized in the Fischer-Tropsch step of the process.
(1) Note. The water may or may not react.
- [712](#) **TEMPERATURE CONTROL OR REGULATION OF THE FISCHER-TROPSCH REACTION:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes wherein some means or method is employed to control or regulate the reaction temperature.
- [713](#) **GROUP IB METAL CONTAINING CATALYST UTILIZED FOR THE FISCHER-TROPSCH REACTION (i.e., Cu, Ag, or Au):**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes wherein a catalyst containing copper, silver, or gold is utilized for the Fischer-Tropsch reaction.
- [714](#) **GROUP VIB METAL CONTAINING CATALYST UTILIZED FOR THE FISCHER-TROPSCH REACTION (i.e., Cr, Mo, or W):**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes wherein a catalyst containing chromium, molybdenum, or tungsten is utilized for the Fischer-Tropsch reaction.

- [715](#) **GROUP VIII METAL CONTAINING CATALYST UTILIZED FOR THE FISCHER-TROPSCH REACTION (i.e., Fe, Co, Ni, Ru, Rh, Pd, Os, Ir, or Pt):**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes wherein a catalyst containing iron, cobalt, nickel, ruthenium, rhodium, palladium, osmium, iridium, or platinum is utilized for the Fischer-Tropsch reaction.
- [716](#) **Rhodium containing catalyst:**
This subclass is indented under [subclass 715](#). Processes wherein the catalyst contains rhodium.
- [717](#) **Group IA or IIA light metal containing material utilized during the Fischer-tropsch step of the process (i.e., Li, Na, K, Rb, Cs, Be, Mg, Ca, Sr, or Ba):**
This subclass is indented under [subclass 715](#). Processes wherein a material containing lithium, sodium, potassium, rubidium, cesium, beryllium, magnesium, calcium, strontium, or barium is utilized in any way during the Fischer-Tropsch reaction.
- [718](#) **In the form of a salt:**
This subclass is indented under [subclass 717](#). Processes wherein a salt of a Group IA or IIA light metal is utilized.
- [719](#) **Iron containing catalyst:**
This subclass is indented under [subclass 715](#). Processes wherein a catalyst containing iron is utilized.
- [720](#) **Pretreatment of the catalyst:**
This subclass is indented under [subclass 719](#). Processes wherein the iron-containing catalyst is treated in some manner prior to use.
- [721](#) **The catalyst contains a metal in addition to the iron, or another material utilized contains a metal other than iron (e.g., as a promoter, retarder, etc.):**
This subclass is indented under [subclass 719](#). Processes wherein a metal, in addition to the iron, is utilized in any form, e.g., as part of the catalyst, in a promoter or retarder, etc.
- [722](#) **ADSORPTION WITH A SOLID MATERIAL:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes which include adsorption utilizing a solid material.
- [723](#) **SALT CONTAINING EXTRACTANT UTILIZED:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes which include utilizing a salt-containing material as an extractant.
- [724](#) **SOLVENT EXTRACTION UTILIZED:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes which include utilizing a solvent as an extractant.
- [725](#) **Alcohol containing extractant utilized:**
This subclass is indented under [subclass 724](#). Processes wherein the solvent utilized contains hydroxy groups.
- [726](#) **Hydrogenation with gaseous hydrogen to purify or recover:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes which include hydrogenation utilizing gaseous hydrogen to purify or recover the product(s) of the Fischer-Tropsch reaction.
- [727](#) **FORMING SALTS OR OXIMES OF OXYGEN CONTAINING COMPOUNDS TO PURIFY OR RECOVER:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes which include forming salts or oximes of the oxygen-containing compounds produced to purify or recover the products of the Fischer-Tropsch reaction.
- [728](#) **MISCELLANEOUS:**
This subclass is indented under [the class definition](#). Processes not provided for in any other subclass to purify or recover.

Apéndice C: Procesos GTL de algunas compañías del campo tecnológico

C.1 Proceso Syntroleum; Patente: WO 98/01514

La presente invención muestra un proceso para convertir gas natural, en Syngas el cual a su vez será convertido en hidrocarburos líquidos, donde una cantidad substancial de calor será producida y es recuperada para su uso en el proceso o ser convertida en energía mecánica. Además de que el gas de cola puede ser utilizado como combustible en una turbina de gas la cual es utilizada para suministrar energía eléctrica a los compresores de aire de proceso.

La figura C.1 muestra un esquema del proceso. La sección 10 está compuesta de una turbina estándar de gas (por ejemplo 35000 HP) la cual comprime el aire de combustión para la turbina. La turbina 11 está compuesta de una sección de compresión (12), una sección de combustión (13) y una turbina (14), la cual trasmite (15) su energía mecánica a los compresores de aire de proceso (sección 20) además de que parte de al aire de combustión se suma a la corriente de aire de proceso con lo que la potencia requerida de la sección 20 se puede reducir entre un 20 y 30%. Los gases de combustión, una vez que se han expandido y cedido gran parte de su energía mecánica salen de la turbina 14 y son llevados al intercambiador de calor 22, donde se recupera parte del calor de rechazo (p. Ej. Tanto así como 93 MMBTU/hr) en agua para generar vapor el cual puede ser usado dentro del proceso o como servicio auxiliar del proceso.

El aire de proceso sale de la unidad 20 a 600 psia y 328°F por la línea 25 y es mezclada con vapor sobrecalentado, línea 24 (cerca a 1200 psia y 900°F) para posteriormente ser calentada en el calentador a fuego directo 26 a cerca de 1000°F y alcanza una presión cerca a 595 psia antes de que esta mezcla sea alimentada al Reformador Auto Térmico, ATR (26). El gas Natural es alimentado por la línea 28 a 610 psi y 100 °F y es (a) calentado en el calentador 26, (b) pasado a través de una unidad removedora de H₂S (29, se muestran dos unidades), (c) vuelto a calentar en el horno 26 a una temperatura cerca a 1000°F y 595 psia antes de ser alimentada al ATR 27.

El ATR puede tener varias configuraciones pero una típica es un recipiente que contiene un catalizador de reformado (catalizador de Ni) en el cual se lleva a cabo la conversión del vapor/aire/gas natural en syngas; la mezcla que corresponde al syngas, el nitrógeno e hidrocarburos sin ser convertidos salen del ATR aproximadamente a 590 psi y 1806°F y es enfriado en (a) los intercambiadores 30 y 31 a aproximadamente 690°F, (b) Intercambiador 33 a aproximadamente 336°F, y (c) enfriador 34 a cerca de 100°F. (opcionalmente) se puede utilizar un separador líquido-gas para retirar el agua condensada del proceso por la corriente 36. La corriente de proceso 36 se pasa a través de intercambiador 33 para recuperar una temperatura cerca a 415°F y 565 psia.

Un reactor FT (37) es un equipo bien conocido en la industria, y está constituido de un recipiente que contiene un catalizador apropiado (p. Ej. Catalizador de Cobalto) Referencias de catalizador U. S. Pats. 4, 579, 985 y 4,579,986.

La corriente 36 entra al reactor FT (37) y de éste último salen dos corrientes de producto, 38 y 39 (aproximadamente a 535 psia y 415°F). El producto de la corriente 38 es enfriado en el intercambiador 40 a cerca de 309°F y posteriormente en el enfriador 41 a cerca de 100°F antes de ser alimentado al primer separador de producto 42^a de la primera línea de separadores 42^{ad} de la sección de separación 42. La serie de separadores reduce la presión de cerca de 525 psia a 15 psia

antes de ser enviado fuera del proceso a almacenamiento o mejoramiento de producto por la línea 43. Los gases de cola (hidrocarburos incondensables, nitrógeno, etc) es retirado en el separador 42^a aproximadamente a 520 psia por la línea 44 y es pasado a través del intercambiador 40 para enfriar la línea de producto 38 e incrementar su temperatura a 350°F. En algunas aplicaciones este gas puede ser expandido en una turbina 44 para reducir su presión y recuperar trabajo mecánico, por ejemplo acoplada a un generador de energía eléctrica (45). Agua que haya podido condensar se retira del separador 42^a a través de la línea 50.

Del separador 42b también fluye gas a través de la línea 46 y es combinado con la línea 44. este gas de colas posee un buen valor de poder calorífico y puede ser utilizado como combustible dentro del proceso, p. Ej. Como gas combustible en el quemador 13 de la sección 10 o en el horno 26 (líneas punteadas 18 y 44^a y 44b). El gas en exceso puede ser usado o vendido de acuerdo a los requisitos de cada situación. Cualquier proporción de gas que haya alcanzado a llegar a los separadores 42c y 42d posee una presión muy baja para ser usado como combustible dentro del proceso de forma que es sacado del proceso a un quemador de campo (48) u otra disposición.

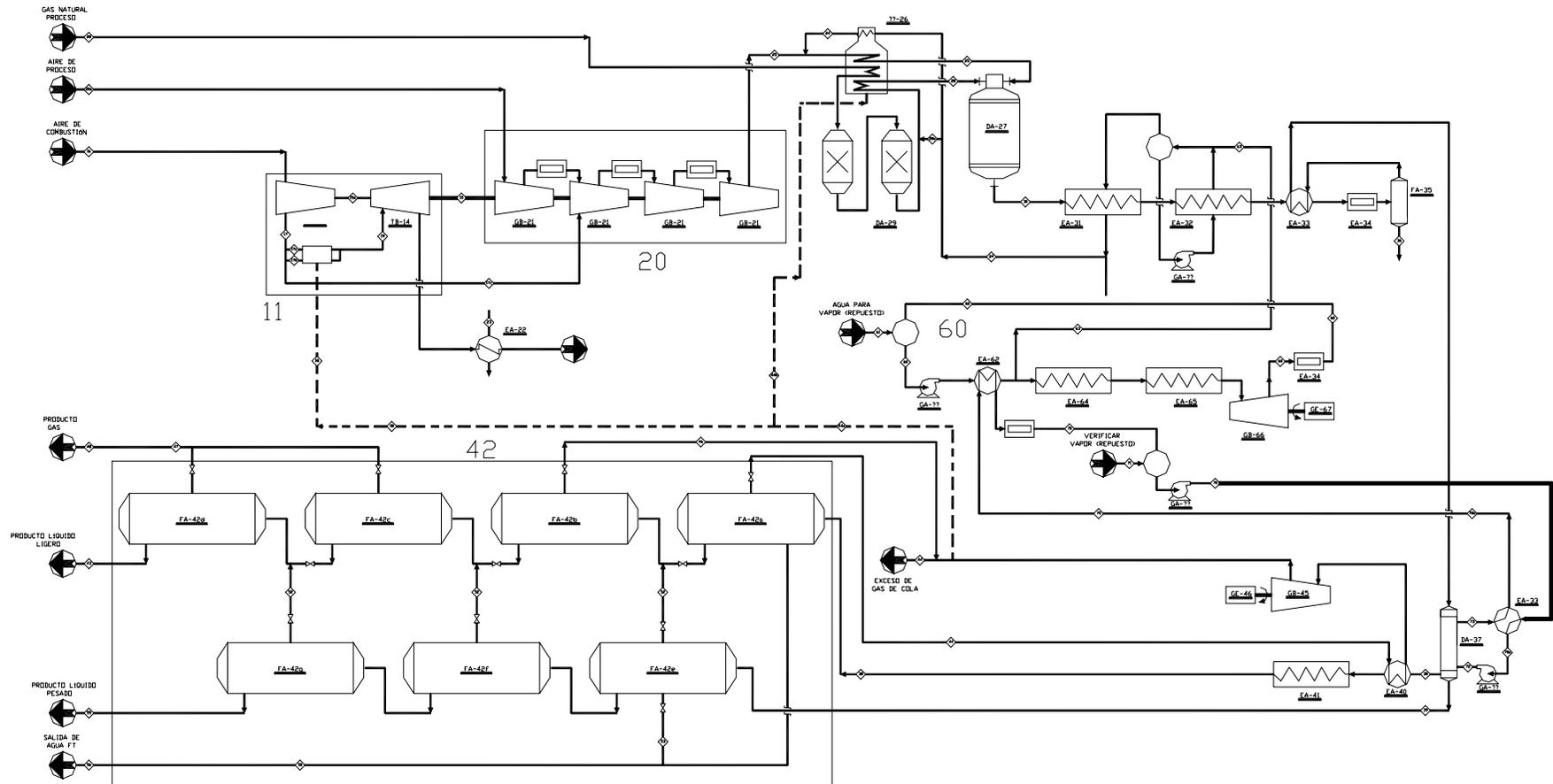
El producto de la otra salida (39) es alimentado al separador 42e en la segunda línea de separadores 42e-g dentro de la sección de separadores 42 y se le va reduciendo la presión sucesivamente a través de los separadores antes de ser enviado fuera del proceso a almacenamiento o mejoramiento por la línea 55. Cualquier cantidad de gas presente en esta línea de separadores es alimentada a su correspondiente separador de la línea 1 de separadores por las líneas 52. El agua obtenida del separador 42e es removida del proceso por la línea 53 y se combina con la línea 50 y se manda a tratamiento. Como la línea 56.

De acuerdo con el proceso se recupera y es utilizado el calor en cada sección de proceso. Se muestran dos sistemas de servicios para generar vapor y recuperar energía. El primer sistema produce agua de alimentación a caldera a alta presión (e. g. 1200 psia) del sistema 60 a partir del agua de repuesto 61 la cual es calentada en el intercambiador 62 a cerca de 350°F. Esta corriente se separa en dos. La corriente 63 es pasada a través de los intercambiadores 31 y 32 para recuperar parte del calor de la corriente de producto del ATR (27) llevando el agua a vapor sobrecalentado a cerca de 900°F antes de ser regresada a la línea 60. Una parte de este vapor puede enviarse a (a) a través de la línea 24 al calentador 26 y posteriormente mezclarse con la corriente de aire de proceso (25) que entra al horno 26 o (b) ser alimentada a la corriente de gas natural (28) antes de volver entrar al horno 26.

El resto de agua calentada es pasada a través del boiler 64 y el sobrecalentador 65 (los cuales pueden utilizar el gas de colas como combustible) para incrementar su temperatura a 900°F antes de ser combinada con el vapor de la línea 63 el cual se encuentra a la misma presión y temperatura. El vapor es expandido en la turbina 66 para convertir el calor recuperado en energía mecánica (generador eléctrico 67).

El segundo sistema de servicios auxiliares 70, esta compuesto de la línea 70 a la cual se alimenta agua de repuesto por la línea 71. El agua fluye a través del reactor FT 37^a a través de la línea 72. El agua entra al reactor FT a una temperatura aproximada de 390°C y sale a una temperatura de 415°F por la línea 73, la cual fluye entonces a través del intercambiador 62 donde el calor recuperado del reactor FT 37 es transferido al agua de alimentación a caldera en el sistema 60 incrementando la eficiencia global del proceso.

Figura C.1 Proceso Syntroleum



C.2: Texaco, Patente: US 6,596,780_WO 03/035591: Producción de Líquidos FT y fuerza.

Para favorecer el retorno de los sistemas de generación de fuerza IGCC, es deseable el producir subproductos de alto valor agregado en adición a la generación de energía eléctrica. Esta invención sirve para producir hidrocarburos sintéticos en conjunto de generación de energía eléctrica e hidrógeno. Al momento de la invención, los combustibles de hidrocarburos, tales como carbón, petróleo o gas, es gasificado para producir Syngas, el cual es lavado para eliminar partículas y saturarlo con agua. El Syngas puede ser entonces parcialmente cambiado para ajustar su relación $H_2:CO$ y ser alimentado al reactor de síntesis de hidrocarburos corriente abajo, tal como un reactor FT. El tipo de catalizador utilizado en este reactor debe de ser considerado cuando se decida cuanto del syngas puede ser cambiado. En el caso de que se utilice un catalizador de Fe, podría ser deseable mantener la misma relación de $H_2:CO$ y no ser enviado a un reactor de cambio. El reactor de cambio también puede convertir cualquier contenido de COS en el Syngas hacia H_2S y CO_2 , permitiendo que los componentes de (H_2S) y CO_2 ser removidos fácilmente en un removedor de gas ácido (Acid Gas Removal, AGR). Opcionalmente, un sistema de membrana/PSA puede ser utilizado para producir H_2 a partir del Syngas. Una parte o todo el hidrógeno producido puede ser utilizado en el reactor FT en varias etapas para optimizar las eficiencias.

Después de procesar el Syngas en el AGR y de la unidad opcional PSA, es enviado al reactor de síntesis de hidrocarburos (FT) en lugar de ser enviado directamente a una turbina. En el reactor FT, el grueso de H_2 y CO del Syngas es convertido a hidrocarburos C_1-C_{200} . El tipo de hidrocarburos depende generalmente de del tipo de catalizador FT empleado. El gas sin reaccionar, o gas de colas, que sale del reactor FT, compuesto de H_2 , CO y algunos hidrocarburos ligeros, de forma general C_1-C_4 . El gas de colas primero es enfriado para condensar, separar y recuperar cualquier líquido y posteriormente mandado a la turbina como combustible. Opcionalmente, N_2 o gas natural puede ser añadido al gas de colas antes de entrar a la turbina de combustión. N_2 puede ser opcionalmente mezclado con el syngas de alimentación del reactor FT y ayudar al control de la temperatura de reacción FT.

Comúnmente, posteriormente a ser quemado en el quemador de la turbina de gas, los productos de combustión son expandidos para producir energía. Los productos de combustión expandidos son entonces enviados a un recuperador de calor-generador de vapor (Heat Recovery Steam generator, HRSG) para producir vapor que también puede ser expandido para producir energía eléctrica. El calor de los reactores de Conversión, PSA y FT es integrado dentro del lado de vapor del sistema de IGCC, y puede ser alternativamente usado para los requerimientos de calor del proceso o usado para producir vapor y exportarlo.

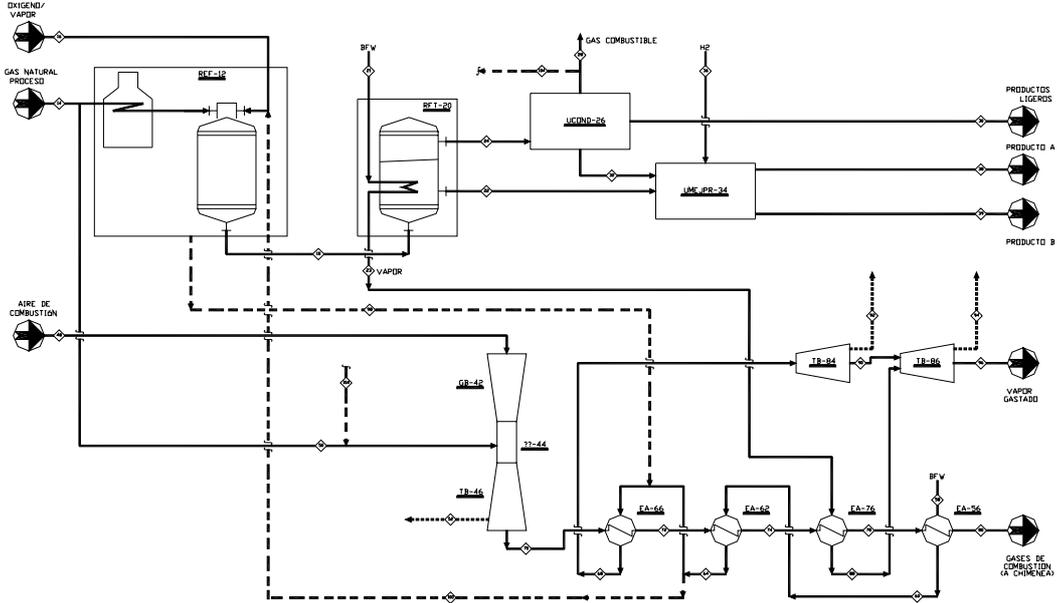
Descripción ilustrativa del esquema

- La alimentación puede ser sólida, líquida o gaseosa o una combinación de estas (e. g. Sólido-líquido en un estado fluidizado)
- No se requiere de un procesamiento previo de la materia prima por la gasificación.
- Los combustibles carbonaceos sólidos deben ser licuados con aceite o agua antes de ser alimentados al gasificador.
- Líquidos o gases pueden ser alimentados directamente al gasificador, pero pueden ser pretratados para remover cualquier impureza.

- Después de la etapa de preparación la materia prima es enviada al reactor de gasificación o gasificador. En el gasificador el combustible carbonaceo es reaccionado con un gas “libre de oxígeno”. El termino “libre de oxígeno” como es usado aquí significa “aire”, “aire enriquecida con oxígeno” (aire con más de un 21% mol de O₂, y substancialmente oxígeno puro –95% O₂-)
- Se prefiere el oxígeno puro, y debe ser producido a partir de una ASU.
- La oxidación parcial del material hidrocarbonáceo es completada, ventajosamente en la presencia de un moderador de control de la temperatura tal como vapor, en la zona de gasificación para obtener Syngas caliente.
- La necesidad de un moderador de control de temperatura en la zona de reacción del generador de gas depende en general de la relación C:H₂ de la materia prima y del contenido de oxígeno en la corriente de oxidante.
- Comúnmente un moderador de temperatura es usado con hidrocarburos líquidos y oxígeno puro.
- Agua o vapor es el moderador de temperatura preferido.
- El vapor puede ser alimentado con alguna o ambas de las corrientes de alimentación.
- De forma alternativa el moderador de temperatura puede ser alimentado en la zona de reacción por medio de un conducto especial en el quemador.
- Otros moderadores de temperatura incluyen gas rico en CO₂, nitrógeno o syngas reciclado.
- Un reactor de gasificación generalmente está compuesto de una zona de reacción, hecho de un recipiente a presión cilíndrico vertical de acero laineado con refractario, un recipiente de apagado, un quemador.
- Dentro del gasificador se alcanzan temperaturas dentro el intervalo de 1700°F (927°C) a 3000°F (1649°C) y de forma más típica en el intervalo 2000°F (1093°C) a 2800°F (1538°C).
- La presión típica en el intervalo de 1 atm (101 kPa) a cerca de 250 atm (25331 kPa) y de forma más típica 15 atm (1529 kPa) y 150 atm (15199 kPa), y todavía de forma más típica dentro del intervalo de 60 atm (6080 kPa) y 80 atm (8106 kPa)
- Cuando el syngas es descargado del gasificador, este pasa a una cámara de apagado para su limpieza.
- Se presentan condiciones turbulentas en el recipiente de apagado causada por los grandes volúmenes de gas que se burbujan y atraviesan el agua para ser lavado y retirar impurezas.
- En el recipiente de apagado se producen grandes cantidades de vapor y la corriente de Syngas se encuentra saturado.
- La corriente de gas crudo es enfriado en el recipiente de apagado y sale a una temperatura de 350°F a 600°F (175°C a 315°C) y más cercado a 450°F a 550°F (230°C a 290°C)

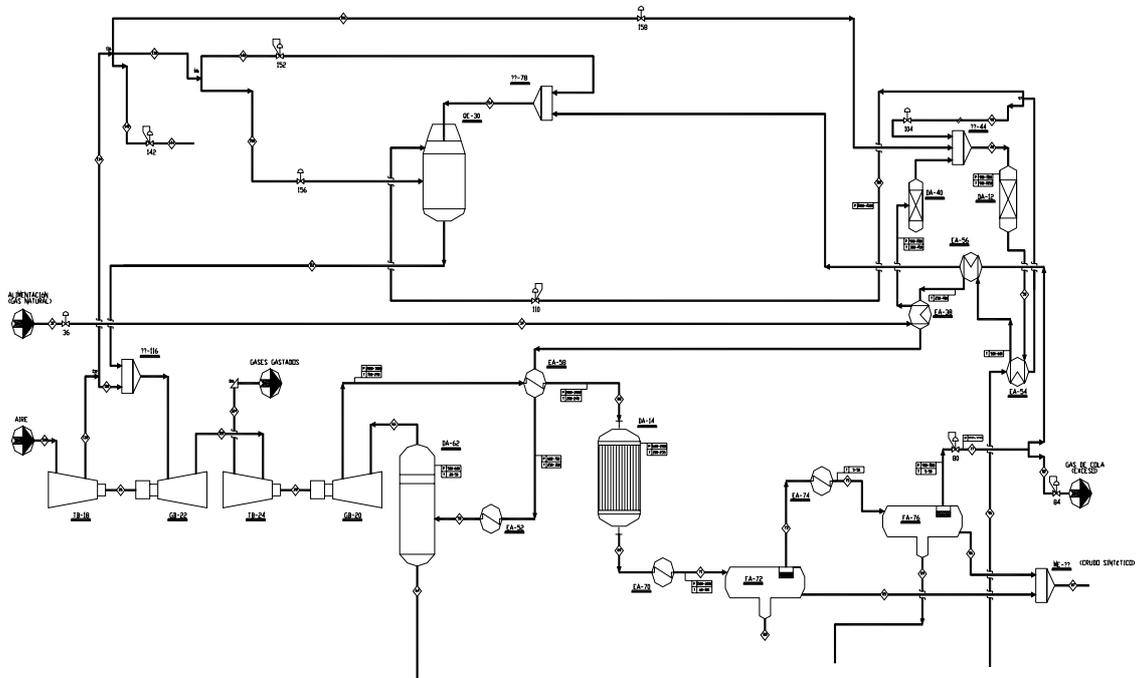
C.3: Sasol, Patente: US 6,596,780_WO 03/035591: Producción de Líquidos FT y fuerza.

Figura C.3 Proceso Sasol



C.4: Marathon, Patente: US 6,596,780_WO 03/035591: Producción de Líquidos FT y fuerza.

Figura C.4 Proceso Marathon



C.5: ConocoPhillips

Descripción.

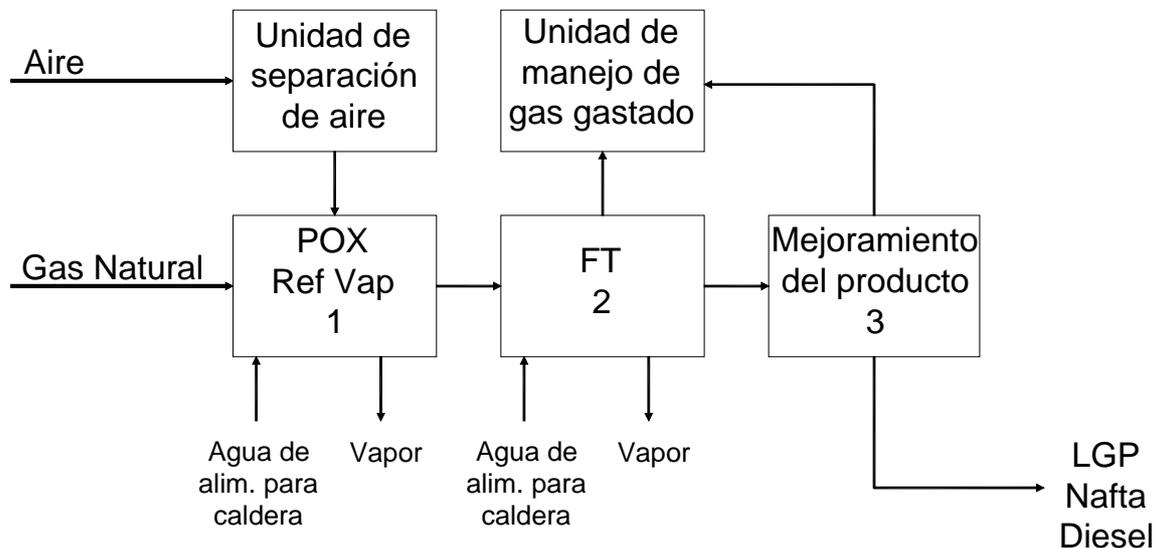
El proceso se basa en la tecnología única y altamente propietaria de ConocoPhillips (1) de oxidación catalítica parcial. La conversión y selectividad de la alimentación de hidrocarburos hacia Monóxido de Carbono (CO) e hidrógeno (H₂) es mayor a la que se obtendría en los procesos convencionales de producción de Syngas por el equilibrio. Los reactores ConocoPhillips tienen un alto desarrollo y operan a condiciones relativamente “suaves”.

El proceso intermedio (2) en la tecnología de conversión de gas propiedad de ConocoPhillips. Las características del proceso FT son un catalizador muy activo que genera un espectro de producto parafínico con un alto valor de distribución α (ASF) y baja selectividad de metano. Una alta selectividad α implica una alta proporción de productos hidrocarburos pesados y una menor producción de hidrocarburos ligeros. Se pueden utilizar diferentes configuraciones de reactor para minimizar el volumen global y la cantidad de productos indeseables.

El producto FT es finalmente tratado en una unidad de mejoramiento de producto (3), que incluye el hidroprocesamiento utilizando tecnología convencional o de propiedad de ConocoPhillips.

La eficiencia de los procesos COPOx y FT de ConocoPhillips está configurada como un diseño global que proporciona una alta eficiencia de carbono y minimiza el CAPEX. El proceso integrado maximiza el uso del calor de reacción exotérmico y minimiza las recirculaciones.

Figura C.5 Proceso ConocoPhillips



Condiciones de Operación

El proceso COPOx de conocoPhillips opera dentro de un intervalo de condiciones que dependen de la composición de alimentación del gas. El intervalo típico de operación es 600-1000°C. El proceso FT de Conoco Phillips opera de forma típica en un intervalo de 200-250°C. La capacidad Típica de una planta es para procesar 500 MMpcd de gas natural, y producir 63800 barriles por día de diesel, nafta y GLP (2002).