



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

**FACULTAD DE INGENIERIA,
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**ANALISIS DE LA DEMANDA
ENERGETICA DE MEXICO.
RETOS Y OPORTUNIDADES**

T E S I S

Que para obtener el grado de:

MAESTRO EN INGENIERIA PETROLERA

P r e s e n t a :

CESAR AUGUSTO DAVID MONTES DE OCA

DIRECTOR: M. EN I. L. NAPOLEON SOLORZANO ZENTENO

MEXICO, D. F.

2000

285377



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

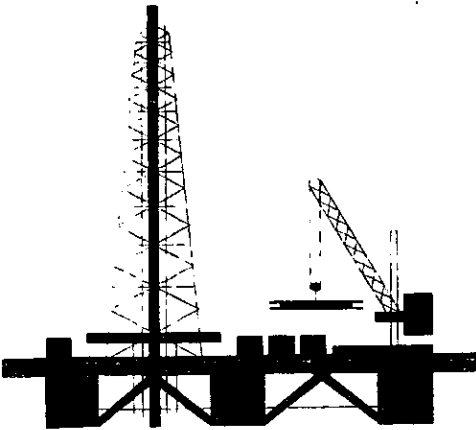
DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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.

TESIS: ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE MÉXICO. RETOS Y OPORTUNIDADES

ALUMNO: CÉSAR AUGUSTO DAVID MONTES DE OCA



DIRECTOR: M. EN I. L. NAPOLEÓN SOLÓRZANO ZENTENO

“El espíritu crítico es la gran conquista de la civilización moderna. Nuestra civilización se ha fundado precisamente sobre la noción de crítica: nada hay sagrado o intocable para el pensamiento excepto la libertad de pensar. Un pensamiento que renuncia a la crítica, especialmente a la crítica de sí mismo, no es pensamiento.”

Octavio Paz

ÍNDICE

Página

Índice	3
Agradecimientos	4
Introducción	5
Capítulo 1 “Antecedentes de política energética de México”	8
Capítulo 2 “El consumo de energía y sus variables”	11
Capítulo 3 “Energía que consume México”	23
Capítulo 4 “Impacto del gas natural”	29
Capítulo 5 “Plataforma de exportación”	42
Capítulo 6 “Modelo matemático”	48
Capítulo 7 “Demanda futura de energía”	53
Capítulo 8 “Demanda de hidrocarburos”	58
Capítulo 9 “Desarrollo de campos”	68
Conclusiones	88
Recomendaciones	91
Anexo A “Unidades y equivalencias”	94
Anexo B “Método de regresión lineal”	97
Anexo C “Pruebas estadísticas”	101
Bibliografía	103

Agradecimientos

A Dios por sus incontables gracias para conmigo.

Al M. en I. Luzbel Napoleón Solórzano Zenteno antes que por dirigir la tesis, por compartir conmigo su visión de la planeación energética en México y, sobre todo, por su amistad.

Para el Licenciado Horacio Montes de Oca por convencerme que la forma no es poca cosa.

Al Doctor Víctor Rodríguez Padilla por sus consejos y orientación desinteresados que enriquecieron este trabajo.

A mis profesores y compañeros por iniciarme en el mundo del petróleo.

A mis amigos por su apoyo y aliento en todo momento.

A mis hermanos, sobrinos, suegros, abuelas, a toda mi familia íntima. Simplemente *Gracias por todo*.

De modo muy especial a mis padres. Todo lo que pueda decir es poco para agradecerles lo que me han dado en la vida. Principios, convicciones, confianza y amor no son poca cosa; sin embargo, les debo mucho más que eso. Gracias por ser, antes que nada, mis amigos. Estoy orgulloso de ustedes.

De manera singular a mi esposa quien me ha enseñado el significado de la palabra empeño. Simplemente, sin ti, este trabajo no existiera. Gracias por ser mi inspiración y la compañera de mi vida.

A mis hijos, César y Miguel, origen y destino de todas mis acciones. Gracias por los días que les robé para la culminación de este esfuerzo que es por y para ustedes. Espero que algún día lo entiendan y digan que valió la pena.

Introducción

Hablar de lo que significa el petróleo para México obliga a efectuar, al menos, dos referencias: como energético y como proveedor de recursos económicos a la hacienda pública. No se vislumbra en el corto plazo algún elemento que pueda sustituir al petróleo en cualquiera de estas dos funciones, independientes entre sí, pero fundamentales ambas para el desarrollo del país.

En materia energética basta mencionar que en la actualidad la supeditación a los hidrocarburos es del orden del 90 por ciento, con lo cual se percibe una elevada dependencia en este rubro. En lo tocante a cuestiones económicas, PEMEX aportó en 1998 el 32.6 por ciento de los ingresos a las finanzas públicas. Lo anterior indica una gran dependencia de los ingresos del gobierno provenientes de la industria petrolera de exploración y producción básicamente.

Por otro lado, se sabe que modificar la estructura de consumo energético de un país es un proceso que absorbe una cantidad mayúscula de recursos económicos y años de implantación y desarrollo, lo cual descarta que este proceso se pueda llevar a cabo en México en poco tiempo. Lo anterior permite asegurar que el consumo energético en México seguirá dependiendo de los hidrocarburos.

Para garantizar el abasto de energía y continuar como fuente importante de recursos económicos para la hacienda pública, surge una pregunta fundamental para el futuro de este país: *¿Hay suficiente petróleo?* Antes de poder responder este cuestionamiento habría que resolver otras interrogantes:

- ¿Cuánta energía requerirá México en los próximos 5, 10 ó 30 años?
- ¿Qué tipo de hidrocarburos se requerirán para satisfacer esta necesidad?
- ¿Aceite pesado?
- ¿Aceite ligero?
- ¿Gas?
- ¿Seremos capaces de producir a bajo costo los volúmenes que se lleguen a requerir?

La respuesta a estas interrogantes permitirá coadyuvar a planificar el futuro de la industria petrolera nacional y a identificar los retos a los que se enfrentará en los próximos años.

Es importante reconocer la necesidad de cuantificar los requerimientos futuros de energía como han hecho naciones desarrolladas (U.S.A., Japón, Alemania y muchas otras) para poder efectuar la indispensable tarea de planificar el desarrollo integral del país. Existen en México diversos modelos o procedimientos para determinar escenarios de demanda de energía. Esta es una modesta contribución en este sentido.

El conocimiento de un plan energético de largo plazo permitiría, inclusive, orientar algunas acciones de las instituciones de educación superior, preparando a los profesionales de mañana en las áreas de oportunidad que los retos plantearían. Mientras no se cuente con estos procedimientos o con la aplicación formal de los mismos, el país seguirá sin planes de largo plazo en esta trascendental materia.

La metodología propuesta para desarrollar un modelo de demanda de energía es: primero se deberán definir las variables independientes necesarias para el desarrollo del modelo, a continuación desarrollar el modelo matemático para que a partir de allí y una vez realizado un análisis de la estructura energética nacional, presente y programada, deducir los hidrocarburos que se requerirán en el futuro. Es importante notar que una vez definidos los requerimientos de hidrocarburos y analizados los compromisos internos y externos, se deberá cuantificar el aporte que el petróleo crudo y el gas natural deberán cubrir individualmente. Otro aspecto que se deberá estudiar es qué plataforma de exportación manejará México. Esto permitirá conocer por anticipado la renta petrolera que se podría obtener, efectuando una mejor programación de recursos en el corto y mediano plazos. Aquí cabe la reflexión que la plataforma de exportación es el excedente de la producción una vez satisfechas las necesidades internas de corto, mediano y largo plazos.

Con todos los aspectos anteriores cubiertos se podrán fijar metas de producción realistas que marcarán los requerimientos de inversión de la industria petrolera, así como indicarán los campos que se deberán desarrollar para cumplir con las necesidades de gas y crudo respectivamente. La planeación integral de necesidades y recursos en la industria petrolera permitirá efectuar una explotación óptima de los yacimientos, maximizar su valor económico, detectar oportunidades y, por sobre todas las cosas, garantizar el abasto energético nacional.

Es conocido que los escenarios pueden variar dependiendo de las condiciones consideradas en los horizontes de planeación, además de que pocas áreas pueden ser tan volubles como la industria petrolera donde influyen desde los avances tecnológicos (en recuperación mejorada o en sustitución de fuentes de energía), los aspectos financieros (cambios de precios, tasas de interés internacionales, etc.), la oferta y la demanda, los factores geopolíticos y, como siempre, los intereses de los grandes productores y consumidores de hidrocarburos. Sin embargo, el objetivo principal es establecer un método sólido y un modelo sencillo que puedan ser adaptados a las condiciones vigentes al momento de efectuar los análisis de predicción.

Lo anteriormente expuesto permitirá identificar retos y oportunidades del país en materia energética, además de aportar algunas propuestas que provendrían del análisis de los resultados obtenidos. Se espera, también, que este trabajo despierte el interés de otras personas o instituciones que seguramente podrán perfeccionarlo, corregirlo o enriquecerlo para beneficio de México.

A continuación se ofrece una breve descripción de los capítulos que conforman esta tesis:

Capítulo 1: Breve recuento de cifras económicas y petroleras de México en años recientes así como opiniones que diversos especialistas han externado acerca del manejo que el gobierno federal ha realizado en estos rubros.

Capítulo 2: Se establece la relación entre el Consumo Interno de Energía (CIE) y otras variables que serán propuestas como independientes para el desarrollo del modelo matemático.

Capítulo 3: Análisis del mercado energético en México. Se definen las fuentes alternas y la importación de energía.

Capítulo 4: Definición del impacto del desarrollo del mercado de gas natural en México. Se registran los compromisos del gobierno federal, analizando la penetración de este combustible y el desplazamiento de otros.

Capítulo 5: Se plantean los diferentes factores que inciden en la definición de una plataforma de exportación de petróleo, esbozando un escenario de la misma para efectos de desarrollo del trabajo.

Capítulo 6: Desarrollo de diversos modelos matemáticos y pruebas estadísticas para la elección del mas adecuado.

Capítulo 7: Se definen los escenarios y se calcula el CIE esperado hasta el año 2030.

Capítulo 8: Con los resultados del capítulo anterior y la definición de los otros actores en la oferta energética realizada en el capítulo 3, se calculan los requerimientos futuros de hidrocarburos. Se definen, también, los volúmenes segregados que deberán aportar el petróleo crudo y el gas natural.

Capítulo 9: Se analizan (por regiones petroleras) las características físicas de los yacimientos existentes en el país y con los requerimientos de hidrocarburos calculados se definen los requerimientos de exploración y desarrollo de campos (perforación de pozos).

Capítulo 10: Conclusiones.

Capítulo 11: Recomendaciones.

1. Antecedentes de política energética en México

Existe consenso entre autores de diversas disciplinas (económicas, sociales y tecnológicas) al afirmar que es fundamental para cualquier país el garantizar su abasto de energía. En México, esta responsabilidad ha sido asumida por el gobierno federal. El Plan Nacional de Política Energética señala claramente el propósito: "Fortalecer el sector energético nacional, a fin de aumentar su aportación a un desarrollo económico y social vigoroso, sustentable y equitativo, garantizando la rectoría del Estado en la materia y, por esa vía, contribuir a crear un México más próspero y soberano".¹

Sin embargo, la realidad parece no coincidir con esas buenas intenciones. Los problemas económicos que desde hace 20 años aquejan a nuestro país, han provocado que se tomen decisiones trascendentales contrarias al objetivo trazado, con el único fin de agenciarse recursos para responder a compromisos económicos urgentes pero ajenos a la materia energética.

En el desarrollo del presente capítulo se mencionan algunas conclusiones de diferentes analistas acerca del manejo que el gobierno mexicano ha dado a la política económica-energética desde la década de los 70's donde, argumentan, han existido una serie de contradicciones que se podrían imputar a una estrategia equivocada y a una falta de planeación en su desarrollo. Sin tomar partido por alguna de las posturas existentes, el análisis de los datos conduce a algunas conclusiones sumamente importantes para el futuro.

Después de la segunda guerra mundial la economía del país tuvo un desarrollo sorprendente, hasta ser reconocida en el mundo como el "milagro mexicano". En la década de los 60's y hasta el inicio de los 80's el PIB creció a niveles de 8 por ciento anual. En el año de 1971 el país se convirtió en importador de petróleo, cuando estaba a punto de iniciarse una época muy difícil por los niveles de precios que alcanzaría el crudo en los siguientes años y por la tremenda lucha de intereses que se generó entre los países productores, los países consumidores y, por supuesto, la influencia de las grandes corporaciones petroleras. Esta problemática tuvo consecuencias en México.

En el inicio de la década de los 70's se efectúa el descubrimiento del Mesozoico Chiapas-Tabasco y se inicia el acelerado desarrollo de la industria petrolera en México donde, para el año de 1975, ya se había pasado del papel de importador al de exportador. Algunos especialistas manejan que "el endeudamiento mexicano fue provocado y alentado por las potencias consumidoras (principalmente los Estados Unidos de Norteamérica) para revertir las tendencias inflacionarias en los precios de crudo. Otro factor fue el entorno favorable para el endeudamiento de países en vías de desarrollo por la existencia de grandes excedentes financieros provocados por las rentas petroleras de esos años."²

¹ México, Secretaría de Energía, "Programa de desarrollo y reestructuración del sector de la energía 1995-2000", 1996. Página 5

² Bauer Ephrussi, Mariano y Leopoldo García-Colín Scherer; Coordinadores. "Energía en México. El arranque del siglo XXI. Realidades y opciones." Edit. Colegio Nacional y Programa Universitario de Energía. Trabajo: "Energía y Deuda: El endeudamiento externo del sector energético en México". Angel de la Vega Navarro. 1988, página 75

Los resultados obtenidos del explosivo desarrollo de la industria petrolera de México no pueden calificarse a la ligera. Es fundamental considerar que la dependencia del consumo interno de los hidrocarburos es del orden del 90 por ciento, por lo que de no haber desarrollado la empresa petrolera no se hubiera garantizado el abasto de energía que, como ya se mencionó, es fundamental para el desarrollo integral de un país. La única alternativa posible para satisfacer la demanda interna, hubiera sido la importación de hidrocarburos en una época de incrementos desbocados de precios con graves consecuencias económicas.

Uno de los rubros fundamentales en los que se basó el desarrollo económico en la década de los 60's fue la política de subsidio a los precios de los combustibles, ya que permitía una gran dinámica en el país pero a cambio produjo una severa carencia de recursos en Petróleos Mexicanos que limitó la inversión (en exploración principalmente) y finalizó con la importación de hidrocarburos en la década de los setentas.³ Sin embargo, otras corrientes sostienen que con el pretexto del desarrollo de la industria petrolera, se abusó del endeudamiento externo para subsidiar otros sectores no productivos y la fuga de capitales.

Para entender lo sucedido se mencionan algunos montos económicos y las políticas adoptadas, pudiéndose resaltar que en el período 1976-1986 los ingresos totales por exportaciones petroleras fueron de \$102,230 millones de dólares, mientras que al término de 1986 la deuda externa acumulada se elevó a \$101,722 millones de dólares. Es fundamental recordar que en este último año explotó la segunda gran crisis de precios del petróleo, con lo que nuestro país se encontraba con unos ingresos petroleros muy mermados y con una gran carga por el servicio de la deuda. Para ilustrar esto último baste recordar que entre 1983 y 1988 se pagaron, por servicio de deuda, 76,000 millones de dólares y los ingresos petroleros apenas alcanzaron los 62,000 millones de dólares.⁴

Los ingresos por endeudamiento externo (que en teoría deberían ser para complementar el ahorro interno) se gastaron en tres rubros fundamentales:

- Paliar los desequilibrios del sector externo.
- Inversiones en infraestructura (incluyendo la energética).
- Financiar la fuga de capitales (entre abril de 1981 y junio de 1983 el endeudamiento externo creció en 21,713 millones de dólares y la fuga de capitales fué de 21,317 millones de dólares).

Aquí cabe esta consideración: lo más que llegó a deber Pemex en toda su historia fueron 15 mil 802 millones de dólares, cifra registrada en 1984, con lo que se observa que el causante del endeudamiento del país no fue PEMEX pero, se insiste, dicho endeudamiento se avaló con la riqueza petrolera del país. Lo que se quiere resaltar es que se le impuso una carga muy pesada a la industria petrolera al tener que financiar, prácticamente ella sola, el desarrollo acelerado de México. Otro ángulo importante de reflexión debe ser el período de tiempo (menos de 15 años) entre el inicio de la crisis de precios en 1973 (que afectó principalmente a los países industrializados) y la situación deficitaria de ingresos petroleros

³ Bermúdez, Antonio J. "La política Petrolera Mexicana" Edit. PEMEX. 1988, página 94.

⁴ "Energía en México...", op. cit. supra, nota 2, página 72.

contra servicio de la deuda que desde 1986 se presentó en México (y que no ha sido posible revertir).

Analizar el problema del endeudamiento corresponde a otras áreas de investigación, pero refleja la administración de los recursos naturales y de la política económica que han llevado al país a la situación actual. Un comentario bastante significativo fue hecho por Leopoldo Solís y Sócrates Rizzo: "Pemex se ha convertido en el principal demandante de fondos del exterior aun a pesar de que esta entidad obtiene suficientes fondos antes del pago de impuestos para sufragar sus gastos de inversión. El endeudamiento exterior de Pemex no cumple el papel de satisfacer la brecha de divisas, pues Pemex tiene un superávit creciente en su cuenta corriente; cumple más bien la función de captar los recursos externos necesarios para la economía y de canalizarlos al gobierno federal vía impuestos federales".⁵

Los datos antes expuestos tienen el propósito de sensibilizar al lector de la mayúscula importancia que tiene el manejo de la industria petrolera y la planeación de objetivos a mediano y largo plazos.

Ahora bien, ¿por qué preocuparse por conocer la demanda futura de hidrocarburos en México? desde hace algunos años, además de satisfacer la demanda energética interna, la principal función de Petróleos Mexicanos es la de proveer de recursos económicos a la hacienda pública. Esto, aunado a la disminución de inversiones en exploración y desarrollo de campos, se refleja en una disminución de las reservas probadas del país.

Es muy importante considerar que el papel del crudo en la satisfacción de la demanda internacional de energía ha ido perdiendo terreno al pasar del 40.4 en 1985 al 39.6 por ciento en 1996 acompañado en su descenso por el carbón que pasó del 30.2 al 28.6 por ciento en el mismo período. En contraste se observa el crecimiento de la energía nuclear que pasó del 5.5 al 7.4 por ciento y del gas natural que se incrementó del 21.4 al 23.5 por ciento, todo en el mismo período.⁶ Esto plantea una nueva tendencia en la satisfacción de la demanda mundial de energía, lo cual afectará el mercado internacional de crudo en los años futuros. Como complemento lo anterior, se debe tener en cuenta que el gas obedece a un mercado regional debido a las dificultades y altos gastos para su transporte.

Se considera que si se conoce con precisión la demanda interna se podrá efectuar una mejor planeación de la explotación de los yacimientos, además de saber, en términos volumétricos, la cantidad de excedentes que se podrían exportar lo que permitiría planificar la expansión de la capacidad instalada, las inversiones requeridas para seguir obteniendo la renta petrolera y el tiempo con el que se cuenta para cambiar la dependencia actual de los hidrocarburos como fuente de energía primaria. Es muy importante recordar: los hidrocarburos son un recurso no renovable, y por lo tanto se deben de administrar con el mayor cuidado posible, ya que cada gota de crudo (exportada, consumida internamente o no recuperada) jamás se podrá sustituir.

⁵ "Energía en México...", op. cit. supra, nota 2, página 84.

⁶ México, Secretaría de Energía, "Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006". 1996, páginas 30 y 31.

2. El consumo de energía y sus variables

“La demanda de petróleo es una demanda derivada. Su crecimiento depende fundamentalmente del dinamismo de la actividad económica”.⁷ Estas palabras pronunciadas por el Director General de Petróleos Mexicanos, Licenciado Adrián Lajous Vargas, enfatizan la dependencia de la demanda energética del ritmo de la economía. Es importante destacar que un país se mueve impulsado por energía, la cual es aportada por diversas fuentes, siendo la principal, a nivel mundial, los hidrocarburos.

Sin embargo, al analizar el comportamiento del consumo energético de un país, se observan períodos que no reaccionan solamente a la dinámica económica, por lo que se asume existen otros factores para definir el consumo de energía, destacando su población. Es razonable entender que a mayor población existirá una mayor demanda de bienes y servicios, los cuales, para ser producidos u ofrecidos, requieren de un consumo energético por unidad.

Existen otros aspectos que influyen en la demanda energética de un país (geografía, clima y patrones sociales y culturales) pero que al mantenerse prácticamente constantes no generan repercusiones dentro del contexto que aquí se pretende analizar.

Consumo de energía

En el mundo las fuentes primarias de energía más importantes son:

- Petróleo
- Carbón
- Gas natural
- Nuclear
- Hidroeléctrica

En la tabla N° 1 y gráfica N° 1 se observa la evolución que, a nivel mundial, ha

Tabla 1
Estructura del consumo mundial de energía primaria (en petajoules)
por tipo de recursos

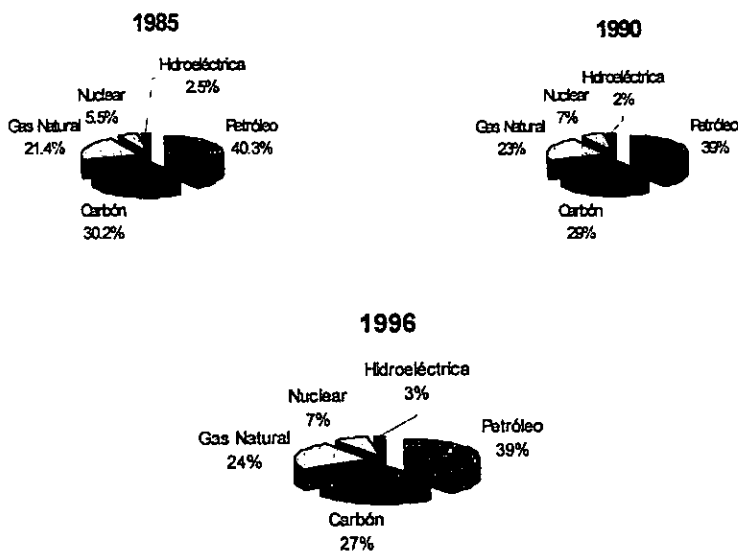
Año	1985	1990	1996
Petróleo	117,335	131,214	138,700
Carbón	87,918	93,939	94,496
Gas Natural	62,404	74,002	82,547
Nuclear	16,002	21,633	26,013
Hidroeléctrica	7,293	7,930	9,131
Total mundial	290,953	328,718	350,887

Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006*

⁷ Intervención del director general de PEMEX (Lic. Adrián Lajous Vargas) en el Club Español del Petróleo. Madrid, 15 de Noviembre de 1998. (Publicado en el diario La Jornada el 16 de Diciembre de 1998).

tenido cada una de estas fuentes⁸ entre 1985 y 1996. Se observa que en el año de 1996 la participación de los hidrocarburos (petróleo y gas natural) fue del 63.1 por ciento con tendencia de, al menos, mantenerse. La fuente de energía que más crecimiento tuvo en el período fue la energía nuclear, con una tasa de crecimiento promedio anual del 4.5 por

Gráfica 1
Consumo mundial de energía primaria por tipo



Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006*

ciento, seguida del gas natural con 2.6 por ciento y la del petróleo fue del 1.5 por ciento. La segunda fuente energética en importancia, el carbón, tuvo el crecimiento más bajo (únicamente 0.7 por ciento) lo cual indica una tendencia en los próximos años de la importancia que cada fuente tendrá en el entorno mundial.

Es importante aclarar que las fuentes de energía mencionadas existen en México, además de otras que complementan el abanico de la oferta energética nacional: geoenergía, energía eólica, bagazo de caña y leña. Una clasificación que se utilizará constantemente es la siguiente:

- Fuentes provenientes de hidrocarburos: son el petróleo crudo y el gas natural (asociado y no asociado).
- Fuentes alternas (a los hidrocarburos): son todas las fuentes no incluidas en la clasificación anterior.

⁸ México, Secretaría de Energía, "Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006". 1996, página 30

Consumo nacional de energía o consumo interno de energía (CIE)

La demanda nacional de energía, también denominado consumo interno de energía (CIE), es toda la energía que se requiere en el país y que incluye el autoconsumo, las pérdidas por transformación y por distribución, así como las diferencias estadísticas que se pudieran presentar en los inventarios. Es fundamental establecer que la demanda no se refiere al consumo final total de energía, que es el indicador que normalmente se maneja para diversos objetivos y que indica la cantidad de energía que fue consumida por los últimos eslabones de la cadena de consumidores en sus 5 sectores (residencial, comercial y público; transporte; agropecuario; industrial y consumo no energético).

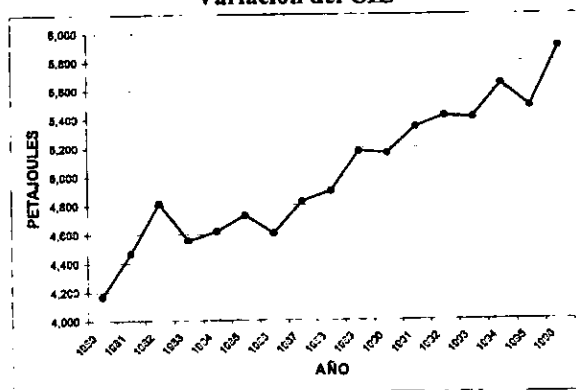
La diferencia entre la demanda y el consumo final es importante (1,847 petajoules para 1996, es decir el 31 por ciento de la demanda).

La tabla No. 2 y gráfica No. 2 muestra la variación que el CIE ha tenido en el período 1980-1996.

Tabla 2
CIE en petajoules

AÑO	CIE	AÑO	CIE	AÑO	CIE
1980	4,169	1986	4,606	1992	5,419
1981	4,467	1987	4,825	1993	5,407
1982	4,812	1988	4,898	1994	5,642
1983	4,555	1989	5,174	1995	5,487
1984	4,619	1990	5,161	1996	5,901
1985	4,730	1991	5,344		

Gráfica 2
Variación del CIE



Fuente: Balance Nacional de Energía 1996

Producción energética en México

En México existe, en materia energética, una elevada dependencia de los hidrocarburos, pues éstos contribuyen aproximadamente con el 90 por ciento de la oferta. Sin embargo, es conveniente observar que la distribución de dicha oferta por fuente es prácticamente constante en los últimos años, es decir, los porcentajes anuales que aporta cada una tienden a mantenerse. En la tabla 3 se puede observar el comportamiento de la oferta energética durante el período 1980-1996.

Tabla 3
Oferta energética en México (petajoules)

Año	Carbón	Crudo	Condensados	Gas No Asoc.	Gas Asoc.	Nucleoenergía	Hidroenergía	Geoenergía	Energ. Eólica	Bagazo de Caña	Leda
1986	132	5,372	167	199	1,211	0	219	37	0	96	229
1987	146	5,651	172	187	1,254	0	198	48	0	97	231
1988	130	5,592	183	177	1,253	0	225	50	0	87	231
1989	140	5,595	186	190	1,272	4	261	50	0	82	232
1990	142	5,573	228	244	1,233	31	252	55	0	80	233
1991	129	5,855	257	233	1,188	46	233	58	0	88	236
1992	120	5,844	268	221	1,177	42	276	61	0	82	239
1993	129	5,861	152	190	1,302	53	274	61	0	90	240
1994	175	5,755	141	203	1,334	48	209	58	0	75	242
1995	173	5,554	149	238	1,276	93	284	58	0	88	244
1996	192	6,079	148	287	1,432	86	322	59	0	87	245

Fuente: *Balace Nacional de Energía 1996*

Vale la pena especificar que existe comercio internacional de energía, donde se importa energía y se exportan principalmente hidrocarburos. En la tabla 4 se presenta un balance de importaciones y exportaciones durante el período 1986-1996 en donde queda claro que el saldo positivo es únicamente debido a las exportaciones de crudo. De esta información se puede observar que en la exportación, el crudo ha sido la principal fuente, sin embargo, en el período mencionado la importación de energía se ha elevado en más del 300 por ciento (principalmente gasolinas).

Es conveniente definir que el CIE lo componen la energía aportada por los hidrocarburos, las fuentes alternas y la importación de energía:

$$CIE = EH + EFA + IE \quad (2.1)$$

donde:

EH = Energía proveniente de los hidrocarburos

EFA = Energía de fuentes alternas

IE = Importación de energía

Tabla 4
Exportación e importación de energía
EXPORTACIÓN DE ENERGÍA (PETAJOULES)

Año	Total	Crudo	Gas licuado	Gasolinas	Kerosinas	Diesel	Combustible	Gas natural	Otros
1986	3,097	2,854	27	44	14	53	99	0	6
1987	3,194	2,992	23	38	27	23	82	0	9
1988	3,166	2,915	46	44	38	16	96	0	11
1989	3,015	2,844	44	97	21	30	58	0	8
1990	3,002	2,794	72	16	30	66	18	0	7
1991	3,188	2,995	55	29	34	48	18	0	9
1992	3,236	2,997	29	42	31	79	51	0	8
1993	3,264	2,931	27	68	34	92	96	2	13
1994	3,019	2,801	39	72	33	43	9	7	14
1995	3,012	2,769	38	54	39	35	34	8	35.416
1996	3,433	3,284	34	31	21	34	0	13	16

IMPORTACIÓN DE ENERGÍA (PETAJOULES)

Año	Total	Coque	Gas licuado	Gasolinas	Combustible	Gas natural	Otros	Saldo Balanza*
1986	135	7	38	0	70	2	18	2,961
1987	155	4	25	10	109	2	5	3,039
1988	180	4	30	4	137	2	3	2,986
1989	277	7	31	53	161	16	9	2,738
1990	247	3	32	69	120	15	8	2,756
1991	347	2	32	141	108	59	5	2,840
1992	456	4	44	168	123	91	25	2,780
1993	410	20	45	173	128	35	9	2,854
1994	457	16	49	147	190	43	12	2,561
1995	377	12	57	137	71	60	40	2,635
1996	427	11	81	140	93	29	73	3,006

Fuente. Balance Nacional de Energía 1996

*Exportaciones - Importaciones

Producto interno bruto

El Producto Interno Bruto (PIB) refleja el grado de actividad económica del país. Se puede definir como la suma del valor económico de todos los bienes y servicios realizados en un país en un determinado período de tiempo (normalmente un año).

Se menciona que el período de estudio para el desarrollo de la presente investigación se limitó a 17 años (1980-1996), debido a que son los años sobre los cuales existe información veraz disponible (en materia económica) ya que a partir de 1993, por recomendaciones de la O.N.U., se modificó la metodología para el cálculo del PIB y el gobierno validó la

información económica de acuerdo al nuevo procedimiento, hasta el año de 1980. El cambio más representativo en la nueva metodología del cálculo del PIB se significó en el hecho de contabilizar la producción en valores básicos, lo que implica que los precios de los productos no incluyen sus impuestos, pero si contiene los subsidios en los casos en que se otorgan. En los cálculos realizados anteriormente en México, la producción se cuantificaba a precios de productor, considerando dentro de los costos el renglón de "impuestos indirectos menos subsidios". Por lo anterior no se logró establecer la información relativa al PIB con una sola base de precios constantes teniendo que sacrificar la información energética del período 1965-1980.

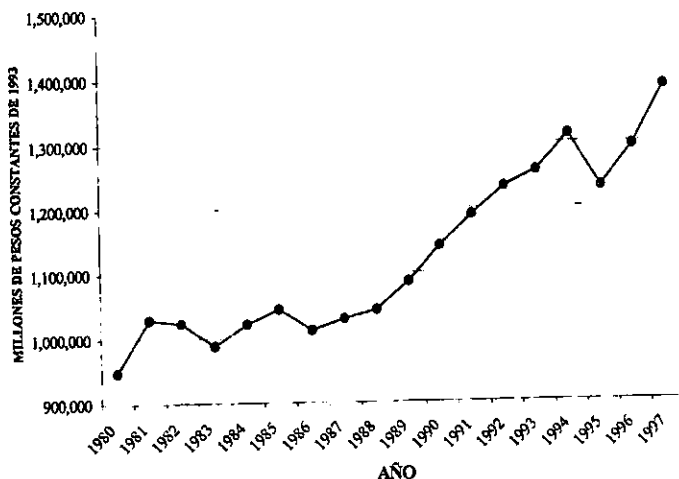
En la tabla 5 y gráfica 3 se muestra la variación que ha sufrido el PIB (reportado en millones de pesos constantes de 1993) en el período 1980-1997.

Tabla 5
Variación del PIB en período 1980-1997

AÑO	PIB	%	AÑO	PIB	%	AÑO	PIB	%
1980	947,779	0.00%	1986	1,011,278	-3.12%	1992	1,232,162	3.63%
1981	1,028,743	8.54%	1987	1,028,846	1.74%	1993	1,256,196	1.95%
1982	1,023,017	-0.56%	1988	1,042,066	1.28%	1994	1,312,200	4.46%
1983	987,597	-3.46%	1989	1,085,815	4.20%	1995	1,230,608	-6.22%
1984	1,021,316	3.41%	1990	1,140,848	5.07%	1996	1,294,152	5.16%
1985	1,043,818	2.20%	1991	1,189,017	4.22%	1997	1,385,130	7.03%

Fuente: *Elaboración propia con base en el Balance Nacional de Energía 1996 e información proporcionada a los medios de comunicación por la S.H.C.P.*

Gráfica 3
Variación del PIB en período 1980-1997



Para definir los escenarios que se van a trabajar en materia económica, es conveniente registrar las consideraciones efectuadas por el gobierno federal para sus proyecciones de demanda de gas natural y de energía eléctrica, las cuales emanan del “Programa Nacional para el Financiamiento del Desarrollo 1995-2000” (PRONAFIDE) y que para el escenario base propone un crecimiento del PIB en 1998 de 4.8 por ciento (meta que se alcanzó), en 1999 de 5.2 y en el periodo 2000-2007 de 5.6 por ciento. Por otro lado en el caso del escenario alternativo, es decir, con un decremento de la actividad económica el crecimiento del PIB se estima en 3.5 por ciento anual para el periodo 1998-2007. En este último caso se considera para 1998 el crecimiento real reportado (4.8 por ciento) y a partir de 1999 el propuesto de 3.5 por ciento.

Población

El número de habitantes de un país es un factor que impacta en todas las variables macroeconómicas y energéticas, ya que los requerimientos básicos de bienes y servicios dependen directamente del número de personas que los demandan. Infortunadamente en México no existe una metodología para efectuar estimados confiables de habitantes en los periodos de tiempo que existen entre los censos de población y vivienda que se efectúan cada 10 años. La metodología utilizada es la de obtener el número de habitantes entre dos censos y distribuir el crecimiento de manera constante (en porcentaje) a lo largo de los diez años transcurridos entre ambos. Así se observa que el crecimiento poblacional en la década de los 60's fue de 3.28 anual, en los 70's de 3.32, en los 80's de 1.97 y para los 90's se ha estimado un crecimiento constante de 2.11 por ciento anual (excepto en 1991 y 1992 donde se consideró un crecimiento del 2.66 por ciento).

Esta manera de calcular el crecimiento demográfico ocasiona cierta inquietud por los estimados de la presente década; sin embargo, es lo que se reporta de manera oficial⁹ a través del sistema de cuentas nacionales y del INEGI, por lo que se toman como válidas dichas cifras. Aunado a lo anterior y para años posteriores, se utilizará en el presente trabajo lo especificado en el “Programa Nacional de Población 1995-2000” que la Secretaría de Energía utiliza en la “Prospectiva del gas natural 1998-2007”¹⁰ para efectuar estimaciones de población hasta el año 2007. A partir del año 2008 y hasta el 2010 la tasa de crecimiento demográfico se mantendrá constante en 1.20, en la década 2011 a 2020 la tasa se estima en 0.9 y en la década 2021 al 2030 se utilizará un 0.7 por ciento de crecimiento demográfico.¹¹

Lo anterior se refleja en la tabla 6 y el gráfico 4.

⁹ México. Secretaría de Energía. “Balance Nacional de Energía 1996”. 1997. Cuadro 35, página 74

¹⁰ México. Secretaría de Energía. “Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007”. 1998. Cuadro 35, página 58

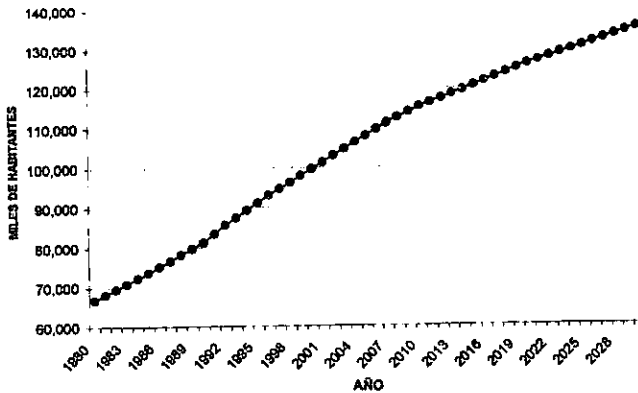
¹¹ México. Consejo Nacional de Población (CONAPO), Poder Ejecutivo Federal. “Programa Nacional de Población 1995-2000”. 1996. Página 48

Tabla 6
Variación de la población
(Miles de habitantes)

AÑO	POB	AÑO	POB	AÑO	POB	AÑO	POB
1980	66,847	1994	89,276	2008	112,539	2022	127,830
1981	68,164	1995	91,158	2009	113,889	2023	128,725
1982	69,507	1996	93,080	2010	115,256	2024	129,626
1983	70,877	1997	94,672	2011	116,293	2025	130,533
1984	72,273	1998	96,305	2012	117,340	2026	131,447
1985	73,697	1999	97,999	2013	118,396	2027	132,367
1986	75,149	2000	99,685	2014	119,461	2028	133,294
1987	76,630	2001	101,362	2015	120,536	2029	134,227
1988	78,140	2002	103,029	2016	121,621	2030	135,166
1989	79,680	2003	104,686	2017	122,716		
1990	81,250	2004	106,333	2018	123,820		
1991	83,410	2005	107,968	2019	124,935		
1992	85,628	2006	109,592	2020	126,059		
1993	87,433	2007	111,204	2021	126,941		

Fuentes: *Período 1980-1996 del Balance Nacional de Energía 1996*
Período 1997-2007 de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007
Período 2008-2030 elaboración propia con información del CONAPO

Gráfica 4
Variación de la población 1980-2030



Ingreso per cápita (IPC)

El Ingreso per cápita (IPC) se define como el cociente del PIB entre el número de habitantes de un país, e indica la riqueza que genera cada habitante. Aunque esta variable no influye directamente para el desarrollo del modelo, se utilizará para efectuar proyecciones sobre diversos escenarios. El Presidente de la República, Doctor Ernesto Zedillo Ponce de León, planteó que para duplicar el IPC en un lapso de 15 años se debería

mantener un crecimiento económico sostenido del 5 por ciento anual durante todo el período. Aunque en 1998 la meta programada para el PIB en el PRONAFIDE (4.8 por ciento) se alcanzó, no se vislumbra que en un futuro inmediato se pueda sostener este nivel de crecimiento. En cuanto al IPC se observa que se ha mantenido prácticamente constante entre 1982 y 1996 lo que indica que el país ha conservado su mismo nivel de pobreza.

Aquí cabe la reflexión de que siendo México la 14ª economía del mundo (OCDE 1997), su población sea una de las más pobres del continente (con un IPC por debajo de países pobres de Latinoamérica como Chile, Argentina y Brasil) debido a que existe un desequilibrio entre el crecimiento económico y el demográfico de los últimos años, situación que impacta directamente en la demanda energética, al no tener el grueso de la población posibilidades económicas de acceder a bienes y servicios básicos (recordar que existen 26 millones de Mexicanos ubicados en la categoría de pobreza extrema). Para ilustrar lo anterior se puede observar que en 1965 se consumían 33.8 millones de kilojoules (kJ) por habitante, en 1982 eran 69.2 y para 1996 solo 63.4 millones de kJ por habitante. Esto indica el nulo crecimiento de la demanda energética por habitante que, finalmente, indica cero crecimiento real en el nivel de vida de la población. Esto último resalta la relación entre el PIB y el consumo energético dado que en el período 1982-1996 ni el IPC ni el consumo energético por habitante han observado una variación significativa.

Coefficiente de correlación

Debido a la importancia de este indicador, vale la pena efectuar un paréntesis para comprender el sentido del coeficiente de correlación es útil recordar los significados de variancia, desviación estándar y covariancia. La variancia es una medida de la dispersión existente entre un grupo de datos respecto a su media y se define como “el valor esperado, o el valor promedio, del cuadrado de la diferencia entre una medición y seleccionada al azar y su valor medio μ ”.¹² Las unidades de la variancia son las de los datos al cuadrado y se calcula con:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum (x_j - \mu_x)^2 \quad (2.2)$$

El denominador del método “insesgado” (n-1) se utiliza para muestras de una población. Si la hipótesis es que se trata de la población se debe utilizar el método “sesgado” en la cual el denominador es simplemente “n”. Es claro que con un mayor número de datos la diferencia entre los dos métodos es decreciente. La desviación estándar (σ) es la raíz cuadrada de la variancia y también es, por lógica, una medida de dispersión pero en las unidades de los datos. Por otro lado la covariancia es una medida de la dependencia lineal entre dos conjuntos de valores X, Y.

$$Cov(X, Y) = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (x_j - \mu_x)(y_j - \mu_y) \quad (2.3)$$

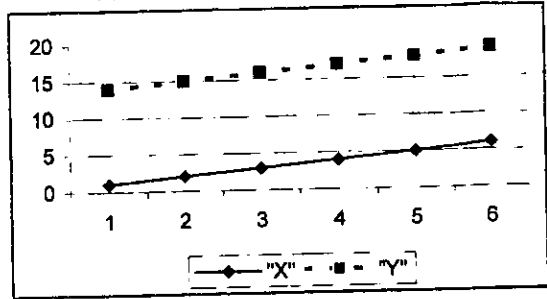
¹² Scheaffer Richard L., William Mendenhall & Lyman Ott. “Elementos de Muestreo”. Grupo Editorial Iberoamérica. 1991., página 7.

Para ilustrar mejor el significado de las definiciones supongamos que se tienen dos conjuntos de datos como los que se muestran a continuación:

X	Y
1	14
2	15
3	16
4	17
5	18
6	19

Cov = 2.916666667
 Var X = 2.916666667
 Var Y = 2.916666667
 r = 1

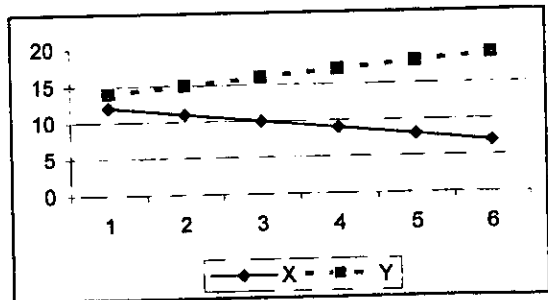
(a)



(b)

X	Y
12	14
11	15
10	16
9	17
8	18
7	19

Cov = -2.916666667
 Var X = 2.916666667
 Var Y = 2.916666667
 r = -1



Se aclara que la variancia se calculó con el método "sesgado", es decir, se consideró a los datos como una población y no como una muestra. Es muy importante insistir en los conceptos de que la variancia es una medida de dispersión mientras que la covariancia es una medida de la correspondencia lineal que existe entre dos grupos de variables.

En (a) se observa, en los datos de ambas series, una similitud en cuanto a su comportamiento, es decir, conforme crecen los datos de una de las series, se incrementan también los datos de la otra serie. Lo anterior provoca que se tenga una variancia (de 2.9167) y una desviación estándar (de 1.7078) idénticas en ambos casos, lo cual indica que ambas series tienen la misma dispersión con respecto a sus respectivas medias.

En la serie (b) se observa el comportamiento inverso, o sea, con el incremento de los valores de una de las series, los datos de la otra disminuyen lo cual vuelve a arrojar valores

de variancia y de desviación estándar iguales. Lo anterior significa que la dispersión de las 4 series respecto a su media es idéntica.

Analizando los valores de covariancia obtenidos se observa una gran dependencia lineal en ambos casos. En (a) la covariancia es positiva lo cual indica que para valores crecientes de una serie se tendrán incremento en los valores de la otra, mientras que en (b) la covariancia negativa indica que conforme una crece la otra disminuye su valor.

La relación entre estos conceptos (covariancia y desviaciones estándar) aporta un indicador conocido como coeficiente de correlación “r” que indica la dependencia entre dos conjuntos de valores y para su cálculo se emplea:

$$r = \frac{Cov(X, Y)}{\sigma_X \cdot \sigma_Y} \quad (2.4)$$

donde σ_X y σ_Y son las desviaciones estándar de ambos grupos de datos.

Este indicador adquiere el valor de +1 en el caso del ejemplo (a) donde indica que la dependencia es lineal (ambas variables crecen en la misma proporción) y positiva (el signo tiene el mismo significado que en el caso de la covariancia) y de -1 en el ejemplo (b).

Correlación entre el consumo de energía y sus variables

Una vez explicado el concepto del coeficiente de correlación, se procede a efectuar su cálculo para observar la dependencia que existe entre las variables de interés (CIE, PIB y POB con unidades de petajoules, millones de pesos de 1993 y miles de habitantes respectivamente). En la tabla 7 se observan los datos que indican las variaciones entre el CIE y el producto interno bruto, y entre el mismo CIE y el número de habitantes de México. El coeficiente de correlación obtenido entre el CIE y las variables en estudio es superior al 95 para el PIB y al 96 por ciento para el POB. Es conveniente observar las variaciones que tuvieron en su crecimiento las variables.

Con lo anterior queda demostrada la relación existente entre dichas variables por lo que se procederá al desarrollo de los modelos teniendo como variable dependiente al consumo interno de energía y como variables independientes al PIB y/o al número de habitantes del país (POB).

Tabla 7
CIE-PIB-POB

AÑO	CIE^a	PIB^b	POB^c	Variación CIE	Variación PIB	Variación POB
1980	4,169	947,779	66,847	0.00%	0.00%	0.00%
1981	4,467	1,028,743	68,164	7.15%	8.54%	1.97%
1982	4,813	1,023,017	69,507	7.74%	-0.56%	1.97%
1983	4,556	987,597	70,877	-5.34%	-3.46%	1.97%
1984	4,620	1,021,316	72,273	1.40%	3.41%	1.97%
1985	4,730	1,043,818	73,697	2.39%	2.20%	1.97%
1986	4,607	1,011,278	75,149	-2.62%	-3.12%	1.97%
1987	4,825	1,028,846	76,630	4.74%	1.74%	1.97%
1988	4,899	1,042,066	78,140	1.53%	1.28%	1.97%
1989	5,175	1,085,815	79,680	5.64%	4.20%	1.97%
1990	5,161	1,140,848	81,250	-0.27%	5.07%	1.97%
1991	5,344	1,189,017	83,410	3.55%	4.22%	2.66%
1992	5,420	1,232,162	85,628	1.42%	3.63%	2.66%
1993	5,408	1,256,196	87,433	-0.22%	1.95%	2.11%
1994	5,643	1,312,200	89,276	4.35%	4.46%	2.11%
1995	5,487	1,230,608	91,158	-2.76%	-6.22%	2.11%
1996	5,902	1,294,152	93,080	7.56%	5.16%	2.11%

^a Petajoules

^b Millones de pesos de 1993

^c Miles de habitantes

Fuente: Balance Nacional de Energía 1996

3. Energía que consume México

Como ya se mencionó un país se mueve impulsado por energía. Bajo este argumento, el presente trabajo se enfocará a desarrollar modelos que puedan pronosticar el Consumo Interno de Energía (CIE). Sin embargo, el interés principal es encontrar la demanda de hidrocarburos que tendrá México a partir de proyecciones del CIE. Antes de desarrollar los modelos y proceder a cuantificar los requerimientos energéticos, se plantea la deducción de la cantidad de hidrocarburos necesaria tomando en cuenta la estructura energética, esto es, analizando la energía que se consume en México por tipo de fuente.

Poder calorífico

“La cantidad de calor generada al quemar una unidad de combustible (generalmente 1 libra) se denomina poder calorífico”¹³. Esta definición permite relacionar diferentes unidades (masa, volumen y energía) en un solo sistema que servirá para obtener equivalencias, por ejemplo a cuántos petajoules equivale un barril de petróleo crudo, un millar de pies cúbicos de gas, una tonelada de carbón, etc. Lo anterior facilitará el desarrollar el trabajo de manera consistente y, sobre todo, permitirá convertir la demanda energética proyectada en volúmenes de hidrocarburos que es el objetivo final de esta tesis. Las equivalencias requeridas se listan en el anexo “A”.

Componentes del CIE

El CIE es satisfecho por todas las fuentes de energía primaria que existen en el país, además de la importación de energía (en cualquiera de sus tipos). La cantidad del CIE que no aporten las fuentes alternas y la importación de energía lo deberán satisfacer los hidrocarburos para cubrir la demanda interna, debiendo establecer las consideraciones y aportaciones de cada uno de los tres elementos involucrados.

Energía proveniente de los hidrocarburos

Para efectos de los objetivos del presente trabajo se considera como energía proveniente de los hidrocarburos las aportaciones del crudo y del gas natural (incluyendo a los condensados y a los líquidos de plantas). Se aclara: la importación de cualquier otro producto petrolífero (gasolinas, combustóleo, etc.) se incluirá en el rubro de energía importada. Dentro del gas natural se incluye el gas asociado y el gas no asociado. El gas asociado es aquel que se obtiene de la explotación de campos de aceite, o dicho de otro modo, se produce “asociado” al aceite. El gas no asociado sería el que se produce en campos de gas, es decir, no existe producción de aceite en dichos campos aunque se pudiera presentar la producción de condensados del gas y, en procesos posteriores, líquidos de plantas.

¹³ Baumeister, Theodore; Eugene A. Avallone, Theodore Baumeister III. “Marks, manual del ingeniero mecánico”. 8ª edición. Ed. Mac Graw Hill. Página 4-52

Relación Gas Aceite

Al producir petróleo se presenta un fenómeno: se libera gas del aceite al pasar el hidrocarburo de las condiciones de mayor presión en el yacimiento a las condiciones de presión en la superficie; esto debido a que el petróleo tiene, en mayor o menor cantidad, gas “disuelto” formado por sus componentes más ligeros. La Relación Gas Aceite (RGA) o Relación de Solubilidad (R_s) se define con la siguiente expresión¹⁴:

$$R_s = \frac{(V_{gd})_{ce}}{(V_o)_{ce}} \quad (3.1)$$

donde:

R_s = Relación de solubilidad.

$(V_{gd})_{ce}$ = Volumen de gas disuelto medido a condiciones estándar.

$(V_o)_{ce}$ = Volumen de aceite medido a condiciones estándar.

La importancia de esta “relación gas aceite” es que indica la cantidad de gas “liberado” que se produce junto con el crudo y que permite programar requerimientos de producción para el manejo del gas asociado, ya que se sabrá cuanto gas se producirá junto con cada barril de crudo. Es conveniente aclarar que en este caso se habla de la RGA a boca de pozo, es decir, se involucran los volúmenes de gas y de crudo a la salida de los pozos.

Debido a la naturaleza de este trabajo, se propone definir una relación (similar a la RGA) que involucre los volúmenes de gas seco y los de hidrocarburos líquidos (crudo más condensados más líquidos de plantas). La razón de esta propuesta sería el conocer la cantidad de gas seco y dulce (que es lo que realmente se utiliza como energético) por cada barril de hidrocarburos líquidos (los condensados y los líquidos de plantas tienen un alto valor energético y son utilizados al 100 por ciento). A esta relación se propone denominarla “RGA final” aclarando que de ninguna manera es la definida anteriormente, ya que la primera depende solamente de las características del yacimiento, mientras que esta última involucra factores de eficiencia de las instalaciones necesarias para transformar la producción a boca de pozo en gas seco y dulce, e hidrocarburos líquidos. Este factor es determinante en la programación integral del desarrollo de campos, ya que dependiendo de los requerimientos nacionales y debido a la variedad de yacimientos petroleros del país, se podría programar el desarrollo óptimo para satisfacer las necesidades de hidrocarburos. Otro aspecto tan importante como el anterior es el hecho de que conociendo los volúmenes a producir se podría planear la infraestructura necesaria para evitar la quema de gas que se ha incrementado de manera significativa en los últimos años.

Fuentes alternas de energía

Las fuentes alternas de energía son aquellas cuyo origen no son los hidrocarburos (petróleo o gas). Para efectos del presente trabajo, es indispensable definir su aporte energético en el futuro para poder establecer la contribución de éstas al CIE. Ésta se debe estimar en dos

¹⁴ Samaniego Verduzco, Fernando. “Apuntes de Mecánica de Yacimientos”. UNAM.

vertientes: 1) con la capacidad instalada existente y 2) con la nueva infraestructura que se pudiese crear.

Durante el período 1985-1996 se observa una baja penetración de las fuentes alternas de energía en la oferta nacional al pasar del 9.31 en 1986 al 11.09 por ciento en 1996. Debido a la necesidad de establecer cuantitativamente el aporte de estas fuentes en el futuro, se propone tomar la contribución de 1996 como una constante de la capacidad instalada actual, la cual que fue de 991.041 petajoules¹⁵. Debido a que la aportación de estas fuentes alternas depende de diversos factores (inclusive climáticos), es probable que existan variaciones en la cantidad propuesta, sin embargo, como estas fuentes se tratan de explotar al máximo por su bajo costo de operación o sus beneficios ecológicos, las variaciones no deben ser muy bruscas. Por ejemplo una variación del orden del 10 por ciento en 1996, hubiese significado un impacto en el CIE de ese año del 1.6 por ciento.

Para ahondar en el análisis anterior se presenta la Tabla 8. Ésta ilustra la cantidad de energía consumida (a diferencia de la tabla 6 donde se presenta la oferta) que es aportada por las fuentes alternas y se observa que en 1986 fue del 15.49 y en 1996 del 16.79 por ciento. Conviene mencionar lo siguiente: para mantener el nivel de penetración energética de este tipo de fuentes se tuvo un crecimiento de 38.18 por ciento entre 1986 y 1996 (de 713.718 petajoules en 1986 a 991.041 en 1996).

Tabla 8
Energía consumida proveniente de fuente alternas (Petajoules)

<u>Año</u>	<u>CIE</u>	<u>Fuentes Alternas</u>	<u>% Fuentes Alternas</u>
1986	4,606.604	713.718	15.49%
1987	4,825.029	720.654	14.94%
1988	4,898.657	723.749	14.77%
1989	5,174.991	769.714	14.87%
1990	5,161.029	793.400	15.37%
1991	5,344.055	789.659	14.78%
1992	5,419.711	819.087	15.11%
1993	5,407.794	848.476	15.69%
1994	5,642.879	806.300	14.29%
1995	5,487.115	939.559	17.12%
1996	5,901.770	991.041	16.79%

Fuente: *Balance Nacional de Energía 1996*

Sin embargo, y basándose en los programas de expansión de las fuentes alternas se observa, en la tabla 9, un crecimiento muy bajo en este rubro en los próximos años, siendo del 5.96 por ciento entre 1998 y el año 2006.

¹⁵ En el "Balance Nacional de Energía 1997" se observa que la aportación de las fuentes alternas para 1997 ascendió a 1,021.914 petajoules (3% arriba del estimado propuesto).

Tabla 9
Requerimientos de capacidad del sistema de generación (1997-2006) (MW)
(Fuentes alternas de energía)

Proyecto	Ubicación	Tipo	1998	1999	2005
<i>Proyectos con licitación en trámite</i>					
La Venta 1 y 2	Oaxaca	Eólica		54	
Tres Vírgenes	BCS	Geotérmica	10		
San Rafael	Nayarit	Hidroeléctrica		24	
El Chino 1	Michoacán	Geotérmica		50	
Total de capacidad			10	128	
<i>Proyectos con esquema financiero por definirse</i>					
El Cajón	Nayarit	Hidroeléctrica			636
Totales anuales en petajoules			0.763	9.77	48.545

Los años no especificados del período 1997-2006 no cuentan con proyectos autorizados

Fuente: *Prospectiva del sector eléctrico 1997-2006*

Con este último dato se puede anticipar que la presencia de estas fuentes en la oferta energética nacional se verá disminuida en los próximos 10 años. Intentando hacer más realistas las proyecciones propuestas, se tomará en cuenta lo planteado en la tabla anterior (en cantidades y en tiempo de acuerdo a lo programado) como aumento de la oferta energética de las fuentes alternas. Es conveniente observar que el único proyecto importante (Hidroeléctrica "El Cajón") programada para el año 2006 aún no cuenta con un esquema financiero definido para su realización.

Importación de energía

La energía importada es el último recurso utilizado para satisfacer la demanda energética interna (primero se utilizan las fuentes alternas, en segundo lugar los hidrocarburos producidos en el país y en tercer lugar la importación) y se utiliza al 100 por ciento por lo que se debe considerar el total de la importación para efectos del cálculo de hidrocarburos en el CIE. Al igual que en el caso de la aportación de las fuentes alternas se observa, en la tabla 7, que este rubro no es constante a lo largo del tiempo. Si se considera que en 1986 se importaron 135.145 PJ y en 1996 427.275 PJ se observa una tendencia creciente en este rubro, sin embargo, el análisis detallado permite resaltar que el pico de la importación se alcanzó en 1994 con 457.36 PJ, disminuyendo en 1995 a 377.396 PJ (básicamente debido a la crisis económica que provocó una caída del 2.76 por ciento del CIE) y recuperándose en 1996 con 427.275 PJ. Ahora se debe enfatizar que los dos principales renglones de energía importada son las gasolinas y el combustóleo que son productos petrolíferos.

En el caso de las gasolinas la importación creció de cero en 1986¹⁶ (se exportaban 13,200 barriles diarios y no se importaba) a 69,500 barriles diarios en 1996¹⁷ (139.658 PJ que

¹⁶ México. PEMEX. "Anuario Estadístico 1996 de Petróleos Mexicanos". 1997. Página 4

¹⁷ México. PEMEX. "Anuario Estadístico 1998 de Petróleos Mexicanos". 1999. Página 49

equivalen al 32.69 por ciento del total de la energía importada). Sin embargo, el déficit (exportaciones menos importaciones) máximo se alcanzó en 1993 y a partir de allí se observa una tendencia a disminuir (en 1993 fue de 77,900 barriles diarios y en 1996 de 55,800 barriles).

En el caso del combustóleo se tuvieron 70.306 PJ en 1986, se alcanzó un pico de 189.597 PJ en 1994 y se cerró el período con 93.498 PJ en 1996. En lo referente a las gasolinas se podría esperar que el déficit se mantenga (en 1997 se importaron 50,700 barriles diarios) en el mismo orden de magnitud, mientras que en el caso de combustóleo se espera una disminución muy significativa del uso de éste, debido a la reorientación estructural de sustitución del mismo por gas natural (en el sector eléctrico en lo particular y en la industria en lo general). Para ilustrar lo anterior, baste recordar que la utilización del combustóleo para la generación de electricidad en 1996 fue del 65.9 por ciento (dentro de la generación proveniente de los combustibles fósiles) en tanto para el año 2006 se espera que solo el 25.2 por ciento de dichos combustibles (fósiles) para generación provenga del combustóleo¹⁸. A partir de esta argumentación se propone considerar un monto igual a 278.000 PJ que es aproximadamente igual al saldo de la balanza comercial (importaciones menos exportaciones totales) del año 1996, sin considerar la exportación de crudo.

Se insiste en que no se tienen elementos para poder pronosticar la demanda de energía importada pero, al igual que la aportación de las fuentes alternas, se tiene que cuantificar para poder deducir su impacto en el CIE. Además, los montos manejados no inciden de manera significativa en el balance total de energía (un cambio del 20 por ciento en el saldo de la energía importada será del orden de menos del 1 por ciento del CIE) siendo, de hecho, el factor menos significativo de todos los involucrados en la oferta energética nacional.

Actualmente, es importante tenerlo presente, la importación de gas natural se inscribe en contextos logísticos y de infraestructura ya que se quema más gas del que se importa. Sin embargo, existe un programa de importaciones de gas natural debido al déficit que se presentará conforme se vaya modificando la tendencia actual para favorecer el uso del mismo. El enfoque del presente trabajo será el considerar la demanda de gas natural y no considerar la importación del mismo, esto es, se propondrá el desarrollo de campos necesario para satisfacer los requerimientos del país.

Aportación de hidrocarburos al CIE

Con las reflexiones anteriores ya se puede establecer el aporte de los hidrocarburos para los CIE proyectados a futuro a partir de:

$$EH = CIE \text{ proyectado} - 1,269.041^a - NIFA \quad (3.2)$$

^a Incluye 278 PJ de importación más 991.041 de fuentes alternas

NIFA = Nueva infraestructura de fuentes alternas (ver tabla 9)

¹⁸ México. Secretaría de Energía. "Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006". 1997. Páginas 66 y 67

No se deben olvidar las siguientes consideraciones efectuadas:

- 1) El cálculo del CIE se efectúa con base a los crecimientos demográficos y económicos esperados.
- 2) A partir de los valores calculados del CIE, se deducen las aportaciones de la energía proveniente de las fuentes alternas y de la importación (definidas en los apartados anteriores), e igualmente de las que se mencionan en la tabla 9 (nueva infraestructura de fuentes alternas).
- 3) Es fundamental recordar que este requerimiento de energía proveniente de los hidrocarburos deberá obtenerse de tres grandes componentes: petróleo crudo, gas asociado y gas no asociado.

4. Impacto del gas natural

Para formular hipótesis (del comportamiento del CIE y por consiguiente de la demanda de hidrocarburos) que tengan alguna aportación a la industria petrolera, se debe establecer con qué debe ser satisfecha esta demanda: crudo o gas.

Explorar, desarrollar y explotar campos de hidrocarburos es un proceso que lleva años e inmensos recursos financieros. Para un país como México, en donde existe la posibilidad de producir diversos tipos de hidrocarburos, una de las prioridades es definir si la demanda es de aceite o gas para elaborar planes y programas con base a los requerimientos de cada caso.

Para precisar el objetivo de saber hacia dónde se deben orientar los esfuerzos de la industria petrolera, uno de los aspectos fundamentales que se debe revisar es el impacto del desarrollo del mercado de gas natural en el balance energético nacional. Para ello es necesario definir si el nuevo equilibrio que se plantearía con dicho desarrollo afectaría, y en que medida, el consumo de los hidrocarburos; esto es, si el crecimiento en el consumo de gas pudiese absorber la mayor parte del crecimiento de la demanda de energía, o si inclusive podría desplazar algo del crudo que se consume de manera interna. La aseveración anterior pudiera parecer temeraria sin ponderar con detenimiento, las políticas gubernamentales en materia energética y las razones que las generan. A ello se debe la importancia de mencionar que ésta no es una tendencia nacional sino que de manera intensiva se presenta en el entorno internacional. Para intentar comprender las razones de la sustitución del crudo por gas natural se iniciará el siguiente apartado revisando las ventajas del gas.

Propiedades del gas natural

“En los últimos veinticinco años, la participación del petróleo dentro del consumo mundial de energía primaria ha disminuido diez puntos porcentuales y se espera que continúe decreciendo en las próximas dos décadas, como resultado de la continua implantación de tecnologías para uso eficiente de energía y, principalmente, de su sustitución por gas natural”.¹⁹ El desplazamiento del crudo por el gas natural tiene sus raíces en 3 factores principales:

- Políticas de seguridad energética a raíz de los choques petroleros, apoyados en la suficiencia de recursos (la relación reservas/producción a nivel mundial en 1996 era para el crudo de 42 años, mientras para el gas natural de 62).²⁰
- Tecnologías de uso más eficiente.
- Combustión más limpia.

¹⁹ México, Secretaría de Energía, “Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006”. 1996, página 1

²⁰ Idem

El gas natural tiene una de sus principales ventajas en su combustión. A diferencia del combustóleo, diesel y gas LP, no produce óxidos de azufre y reduce sensiblemente las partículas suspendidas. Lo antes mencionado contribuye a la preservación del medio ambiente que es un aspecto que cada día adquiere una mayor importancia en el mundo. Empero, actualmente existe otra ventaja citada en la tabla 10 y que es su menor precio por unidad energética.

Tabla 10
Ventajas competitivas del gas natural respecto a otros combustibles

Principales características	Unidad de medida	Gas Natural ⁴	Combustóleo ⁴	Diesel ⁴	Gas LP ⁴	
			3% S ¹	1% S ¹	0.5% S ¹	
Poder calorífico ²	KJ/m ³	35,420	42,523,747	42,275,469	38,358,760	27,680,935
	KJ/Kg	43,675	43,392	43,138	44,812	51,261
Emisiones contaminantes SO _x	Kg/GJ	0	1.8815	0.4732	0.2231	0.0055
Precio 1996 ³	Dls/GJ	2.24	2.30	2.60	4.17	4.31

¹ Contenido de azufre

² Para el gas natural se tomó como base un poder calorífico de 8,460 kilocalorías/m³, para el combustóleo, el diesel y el gas LP se tomaron los poderes caloríficos superiores

³ Para el gas natural se consideró el precio promedio a boca de pozo en U.S.A. Para el combustóleo y el diesel los precios spots anuales promedio en la costa norteamericana del Golfo de México.

⁴ Se utilizaron las siguientes densidades: Combustóleo = 980 Kg/m³, Gas Natural = 0.811 Kg/m³, Diesel = 856 Kg/m³ y Gas LP = 540 Kg/m³

Fuente: Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006

Normatividad ecológica

La Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP) en forma coordinada con las Secretarías de Energía (SE) y la de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI) tienen la función de “regular las actividades relacionadas con la exploración y explotación de los recursos del Subsuelo que el artículo 27 Constitucional reserva a la Nación, cuando estas actividades puedan originar desequilibrios ecológicos o daños al ambiente y determinar la aplicación de tecnologías que reduzcan las emisiones contaminantes de vehículos automotores. Sus instrumentos son:

- La Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente

- Las Normas Oficiales Mexicanas en materia de protección ambiental²¹

Fundamentado en lo anterior se emitió la “Política Integral de Combustibles para el año 2005” cuyo propósito es reducir el consumo de combustóleo y fomentar el uso de gas natural a través de 6 acciones fundamentales:²²

- 1) Invertir para adecuar las refinerías al uso del gas natural como combustible en lugar de combustóleo, y reducir la producción del mismo con alto contenido de azufre.
- 2) La conversión de las plantas termoeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, ubicadas en zonas críticas, para que utilicen gas natural en lugar de combustóleo.
- 3) La construcción de nuevas plantas de generación eléctrica, que preferentemente utilizarán la tecnología de ciclo combinado y gas natural.
- 4) Un mayor uso industrial de gas natural como combustible derivado de los estándares ambientales más estrictos establecidos en las NOM-085-ECOL-1994 y NOM-086-ECOL-1994.
- 5) El fomento de una mayor utilización del gas natural en el sector residencial y comercial.
- 6) La promoción del desarrollo y fortalecimiento de la infraestructura de abastecimiento de gas natural, a través de la participación privada.

La NOM-085-ECOL-1994 define niveles máximos permisibles de emisión de contaminantes a la atmósfera, mientras la NOM-086-ECOL-1994 (las cuales entraron en vigor el 1° de Enero de 1998) define las especificaciones que deben reunir los combustibles empleados en el territorio nacional. “Estas dos normas ambientales inducen a la disminución del consumo de combustóleo, el cual será reemplazado por combustibles más limpios, como el gas natural”.²³

Con lo anterior se observa una firme determinación gubernamental de reorientar la utilización de combustibles, marcando incentivos y restricciones ambientales para favorecer al gas natural en detrimento de otros combustibles.

Inversión extranjera y compromisos internacionales

La “Ley de Inversión Extranjera” y el “Reglamento de la Ley para Promover la Inversión Mexicana y Regular la Inversión Extranjera” señalan: los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural no se consideran actividades restringidas; por lo tanto, la inversión extranjera podrá participar mayoritariamente en el capital, sin mediar resolución de la Comisión Nacional de Inversiones Extranjeras. Dentro de los compromisos internacionales que promueven el uso del gas natural se encuentra el Tratado de Libre

²¹ “Prospectiva del...” op. cit. supra. Nota 19, página 23

²² Ibidem, páginas 23-24

²³ Ibidem, páginas 24-25

Comercio de América del Norte. Éste, originalmente liberaría de permiso previo a las importaciones de gas natural provenientes de Estados Unidos y Canadá, y establece la disminución del arancel en un punto porcentual anual para alcanzar el 0 por ciento a partir del 31 de Diciembre del 2002. Sin embargo, dicha acción (la eliminación del arancel) se implantó a partir de agosto de 1999.

Situación del mercado regional

Debido a un limitado mercado global de gas natural, derivado de la dificultad y alto costo del transporte, es necesario estar consciente de que el mercado prevaleciente en el mundo es básicamente regional, interesándonos analizar el de América del Norte. En esta región, se observa una tendencia a disminuir el consumo de combustibles fósiles (básicamente petróleo y carbón) sustituyéndolos por otros energéticos. Lo anterior puede verse en la tabla 11 donde se plasma el consumo de energía primaria en América del Norte en los años 1985-1996.

Tabla 11
Consumo de energía primaria en América del Norte
(Petajoules)

Energético	1985	1990	1996	% Crecimiento entre 1985 y 1996
Petróleo	35,441.3	38,824.2	41,294.4	16.51%
Gas natural	21,804.9	23,735.0	27,787.8	27.44%
Carbón	19,799.4	21,319.2	22,788.8	15.10%
Nuclear	5,015.8	7,381.3	8,754.6	74.54%
Hidroeléctrica	2,223.2	2,181.3	2,579.1	16.01%
Total	84,284.6	93,441.0	103,204.7	22.45%

Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006*

El crecimiento del gas natural y de la energía nuclear (27.44 y 74.54 por ciento respectivamente) es superior en porcentaje al crecimiento del petróleo y carbón (16.51 y 15.10 por ciento en ambos casos).

Esto indica que la tendencia, al igual que en el caso mundial, es darle mayor uso a combustibles alternos al petróleo y al carbón. Para terminar de entender el significado de estas cifras faltaría mencionar que el crecimiento de la demanda energética en la región fue del 22.45 por ciento. Esto significa un crecimiento de la demanda, la cual es absorbida básicamente por el gas natural y la energía nuclear.

Otro aspecto relevante respecto al gas natural es: EUA cuenta con el 54.8 por ciento de las reservas de Norteamérica; Canadá con el 22.6 y México con el 22.4 por ciento restante, siendo además, la región con mayor producción a nivel mundial pero también la de mayor consumo. Sin embargo, la relación reservas/producción de EUA es la menor de los tres

países (9 años), seguida de Canadá (13 años) y finalmente México (44 años).²⁴ Estos datos sirven también para orientar las estructuras de consumo de estos países.

En el mercado regional, actualmente, Canadá exporta gas natural a EUA, e inclusive incipientes exportaciones a México (a través de compradores texanos de gas canadiense).

México también importa gas de los EUA, principalmente debido a que la parte Noroeste del país no se encuentra conectada al Sistema Nacional de Ductos (Cananea, Hermosillo, Juárez y Piedras Negras). México, a su vez, exporta gas a EUA, principalmente por factores técnicos de ajuste y por ventajas competitivas en cuanto al precio (cuando se recarga el ducto que va de Cactus a Los Ramones, se vuelve necesario colocar los excedentes en el sur de Texas, ofreciendo un precio diferenciado).²⁵

Se cuenta con 5 puntos de interconexión con los ductos de transporte de EUA. Éstos se localizan en: Argüelles, Reynosa, Piedras Negras, Ciudad Juárez y Naco.

En 1992 fue necesario importar 7,079.2 Mm³d (250 MMpcd) en tanto en 1996 la importación cayó a 2,378.6 Mm³d (84 MMpcd). A pesar de la disminución en los volúmenes de importación, este fenómeno se mantendrá (por razones de logística principalmente) durante algunos años y posteriormente, según estimaciones gubernamentales, se incrementará hasta tener que importar gas por cuestiones deficitarias entre la producción y el consumo.

Mercado nacional de gas natural 1991-1996

Entre 1991 y 1996 se observó un ritmo moderadamente decreciente de las reservas probadas de gas natural seco en México debido, sobre todo, a la limitada incorporación de reservas y al incremento de la extracción de PEP (2.9 por ciento como tasa de crecimiento promedio anual).

En la tabla 12 se observan las reservas probadas por región, donde se aprecia la caída de 2,024.9 MMMm³ (71,509 MMMpc) en 1991 a 1,809.8 MMMm³ (63,912 MMMpc) en 1997.

Tabla 12
Reservas probadas de gas natural seco por región 1991-1996 (MMMm³)

Región	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Norte	1,049.873	1,038.688	1,035.771	1,032.770	1,026.767	1,025.974	1,033.931
Sur	653.806	655.817	621.978	610.453	589.584	560.616	458.817
Marina	321.197	314.684	325.728	329.749	320.886	329.550	317.063
Total	2,024.877	2,009.190	1,983.478	1,972.973	1,937.237	1,916.141	1,809.811

Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007*

²⁴ *Ibidem*, página 51

²⁵ *Ibidem*, página 74

Sin embargo, es fundamental considerar que la quema de gas natural aumentó de 213 MMpcd en 1995 a 706 MMpcd en 1997 (331 por ciento en solo 2 años)²⁶. Estos datos son muy representativos en cuanto a la necesidad de invertir recursos para poder manejar volúmenes importantes de gas asociado, especialmente cuando se observa que en 1996 se quemó un volumen aproximadamente 5 veces mayor a lo importado y anticipando (si todo se desarrolla de acuerdo a lo programado) que en pocos años se deberá importar gas por cuestiones de déficit entre la demanda y la producción.

Por otro lado en la tabla 13, se observan los volúmenes extraídos por PEP, así como el gas entregado a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) donde, en el período en estudio (1991-1997), ha existido una diferencia promedio de 9.8 por ciento, debido a: encogimiento de ácidos; condensación de componentes líquidos; gas enviado a la atmósfera, y saldo en empaque de ductos.

Tabla 13
Extracción de gas natural por región 1991-1997 (Mm³)

Región	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Sur	56,633.6	55,104.5	53,547.1	51,168.5	51,876.4	56,350.4	57,936.2
Marinas	32,847.5	33,243.9	35,226.1	37,916.2	39,048.9	44,259.2	46,694.4
Norte	13,393.8	13,139.0	12,487.7	13,563.7	15,517.6	18,207.7	21,888.9
Total sistema	102,874.9	101,487.4	101,260.9	102,648.4	106,442.9	118,817.3	126,519.5
Entregado PGPB	95,512.5	92,907.5	92,587.5	94,238.3	93,796.6	102,308.7	108,566.6
Diferencia	7,362.4	8,579.9	8,673.4	8,410.1	12,646.3	16,508.6	17,952.9

Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007*

Procesamiento

PGPB cuenta actualmente con 8 centros para procesamiento de gas amargo y dulce, localizados en Cactus, Cd. Pemex, Nuevo Pemex, La Venta, Matapionche, Pajaritos, Poza Rica y Reynosa. En 1996 el 61.4 por ciento del gas que se produjo en el país tuvo su origen en solo dos de ellos: Nuevo Pemex (30.8) y Cactus (30.6 por ciento).

Esta información es representativa, si se considera que aparte de Nuevo Pemex y Cactus, sólo Cd. Pemex cuenta con una capacidad instalada importante para proceso de gas amargo (22,653.4 Mm³d). Lo anterior indica que no solo se debe cuidar la consolidación de la demanda, la capacidad de extracción y las inversiones necesarias en transporte y distribución (donde pueden participar inversionistas privados), sino también las inversiones en capacidad instalada para procesamiento de gas natural.

Capacidad de transporte y distribución

“La infraestructura de gas existente cuenta con un sistema de gasoductos cuya longitud alcanza 11,877 km. De este total, 10,249 km corresponden a transporte (86.3 por ciento) y 1,628 km a la red de distribución (13.7 por ciento)”²⁷.

²⁶ México. PEMEX. “Memoria de Labores 1997 de Petróleos Mexicanos”. 1998, cuadro 50, página 182

²⁷ “Prospectiva del...” op. cit. supra. Nota 19, página 60

Se menciona que para la distribución de gas natural, la región Occidente y Centro tiene el 89.6 por ciento de la capacidad instalada; la región Noroeste y Noreste el 8 por ciento, y la región Sur con el restante 2.4 por ciento. Esta área de oportunidad el gobierno federal la promueve ante los inversionistas privados para que participen en el transporte y principalmente en la distribución del gas natural.

Un factor que impacta la demanda de gas natural es la configuración actual del sistema de ductos. Esto debido a que la falta de capacidad de transporte y distribución impide atender zonas geográficas calificadas como grandes consumidoras de gas natural.

Por otro lado, la exportación no se lleva a cabo en las mejores condiciones, pues se vende gas a precio diferenciado a EUA puesto que al sobrecargarse el ducto Cactus-Los Ramones se vuelve indispensable colocar el gas excedente en el Sur de los Estados Unidos. Estos dos aspectos, más la quema de gas natural por parte de PEP, resumen la necesidad de inversión en infraestructura de ductos para aprovechar cabalmente el potencial del mercado interno.

Análisis de la demanda de gas natural

En la tabla 14 se presenta el comportamiento por sector del consumo de gas natural seco en el período 1991-1997, el cual muestra un crecimiento del 16.04 por ciento en 7 años.

Tabla 14
Consumo nacional de gas natural seco por sector (MMpcd)

Sector	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Eléctrico	433	400	385	465	494	492	538
Petrolero	1,602	1,600	1,586	1,676	1,603	1,730	1,844
Autoconsumo	1,156	1,164	1,206	1,219	1,180	1,207	1,187
<i>Materia Prima</i>	229	229	166	190	196	186	147
<i>Recirculaciones internas</i>	216	207	214	267	227	338	510
<i>Industrial</i>	855	865	803	823	906	956	983
Residencial y comercial	96	100	92	80	63	93	100
Total nacional	2,986	2,965	2,866	3,044	3,066	3,271	3,465

Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007*

La mayor parte de este crecimiento fue absorbido por el sector petrolero. “Estos comportamientos reflejan, en general, la evolución de los volúmenes de producción de las distintas ramas industriales, más que cambios en la composición de los energéticos que utilizan”²⁸, comprobándolo al registrar, en el período 1991-1996, crecimientos del gas natural en 9.56 y del CIE de 10.43 por ciento (el crecimiento del mercado de gas natural está por debajo del crecimiento de la demanda energética nacional). Esta situación marca una diferencia con las políticas actuales donde sí se busca establecer un cambio en los patrones de consumo.

Es importante señalar la poca participación del sector residencial y comercial en el consumo total (2.9 por ciento promedio del total nacional), atribuyéndose principalmente a

²⁸ *Ibidem*, página 69

insuficiencias en infraestructura de transporte y, sobre todo, de distribución; predominio de la utilización de gas LP, y las limitaciones jurídico-institucionales para el desarrollo del mercado de gas natural que, hasta hace poco, existían.

Evolución esperada de la demanda 1998-2007

Las proyecciones de la demanda interna se toman de las Prospectivas del Mercado de Gas Natural 1997-2006 y 1998-2007, tomando esta información como una variable exógena válida para reflejarla en la distribución de la aportación energética de los hidrocarburos.

Existen dos escenarios planteados en la prospectiva, sin embargo, el escenario principal planteado considera las perspectivas económicas y demográficas marcadas por el “Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo 1997-2000” (PRONAFIDE), el “Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000” (PLANADE) y en los documentos más recientes del “Desarrollo del Mercado Eléctrico” elaborado por la CFE. Debido a la inexistencia de un panorama propicio para alcanzar las expectativas marcadas en los documentos anteriores, se propone un escenario alternativo. Éste registra un menor dinamismo económico, reduciendo el crecimiento del sector industrial del 4.6 por ciento en el escenario base a 3.0 por ciento (promediando un 3.5 por ciento del PIB) en el escenario alternativo. Esta consideración modifica las expectativas de crecimiento del mercado de gas natural, sobre todo en “los sectores eléctrico e industrial, ya que los otros sectores son menos sensibles a las variables exógenas que se consideraron”.²⁹ Las proyecciones existentes de crecimiento demográfico no se verían afectadas por las consideraciones de índole económica planteadas por lo que se mantienen constantes en ambos escenarios.

El pronóstico de la demanda de gas natural señalado en la prospectiva se basa en dos tipos de información:

- Datos históricos de la demanda de cada sector. Éstos se proyectan, desarrollando escenarios acerca del crecimiento de la actividad económica, de la población y sobre los precios relativos de energéticos.
- Información en torno a los cambios estructurales previstos.

El primer grupo de variables no depende del sector energético, aunque todo esté íntimamente relacionado con el desarrollo del país. Sin embargo, independientemente del curso que tome el desarrollo de la actividad económica, se están llevando a cabo cambios estructurales derivados de los siguientes factores:

- La entrada en vigor de nuevas normas ambientales, las cuales obligan a limitar la emisión de contaminantes e inducen el uso intensivo de combustibles más limpios como el gas natural, especialmente en zonas caracterizadas como críticas en este rubro.

²⁹ Ibidem, página 108

- Los planes de expansión en la generación de energía eléctrica y el uso de combustibles relacionados con estos proyectos, así como la conversión a gas natural de instalaciones de generación existentes.
- Una política energética orientada a mecanismos de mercado, a la apertura comercial y a promover la participación de los particulares en las actividades del sector establecidas en la ley, como la petroquímica no básica, la generación de electricidad, el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.
- Las licitaciones de permisos para las zonas geográficas de distribución, las cuales llevará a cabo la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- El programa de uso de gas natural comprimido en el transporte vehicular de la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM).

Análisis por sectores

Un cambio se realizó en el análisis por sectores a partir de 1997, el consumo de Pemex Exploración y Producción (PEP) y la demanda de Pemex Petroquímica (PPQ) y las nuevas filiales, se incluyen en el sector industrial. En el periodo 1998-2004 los sectores en los que el uso del gas natural está más desarrollado son el petrolero y el industrial. Sin embargo, se espera a inicios del 2005, que el sector eléctrico sea el más importante. Esto se explica por el aumento esperado en la demanda nacional de energía eléctrica y por el uso más intensivo del gas natural en la generación de electricidad, tanto por razones de eficiencia energética, como para cumplir con las normas ambientales. En los otros sectores, se espera tomen fuerza, pero seguirán teniendo una modesta contribución en el consumo nacional.

Sector eléctrico

Para estimar la demanda de gas natural del sector eléctrico, conviene clasificar los proyectos en tres grupos:

- El programa de conversión a gas natural de unidades generadoras existentes.
- El programa de unidades generadoras en proceso de construcción o comprometidas, que utilizarán este combustible, y
- El programa que establece los requerimientos de capacidad adicional 1998-2006, indicando las posibles modalidades para cubrirlos.

Las normas NOM-085-ECOL-1994 y NOM-086-ECOL-1994 *obligan* al sector eléctrico a tomar las medidas apropiadas para su cumplimiento. Con base en lo anterior, se inició la conversión de plantas el 1° de Enero de 1998, terminando la totalidad del parque de generación en el año 2001. La tabla 15 representa las centrales a convertirse para utilizar gas natural seco, las razones de modificación y la demanda máxima diaria de gas natural.

Tabla 15
Centrales a convertirse para utilizar gas natural seco

Central	Capacidad (MW)	Demanda máxima de gas natural (MMpcd)	Razón
Tula	1,500	349.0	Zona crítica
Altamira	616	151.6	Zona crítica
Salamanca	693	165.2	Zona crítica
Francisco Villa	300	74.0	Económica
Monterrey	233	65.7	Zona crítica
Río Bravo	187	44.4	Económica
Rosarito	320	76.8	Zona crítica
Mérida II	168	44.4	Zona especial
Felipe Carrillo Puerto	75	21.0	Zona especial
Felipe Carrillo Puerto C.C.	220	52.8	Zona especial
Lerma	150	43.3	Zona especial
Nacht-Cocom	49	16.0	Zona especial
Total	4,511	1,104.2	

Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007*

Aquí se observa que el 73.2 por ciento de la demanda máxima de gas esperada en estas plantas es por mandato de ley, es decir, no existe posibilidad de no realizar la conversión porque las zonas geográficas donde están ubicadas dichas plantas se consideran "zonas críticas" en materia ambiental. Otro factor que refuerza el cambio de las plantas es porque el programa de expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tiene como objetivo minimizar la suma de los costos actualizados de inversión, operación y déficit en el suministro, obteniendo, aparte del beneficio ecológico, mejoría económica. Para el año 2006 la capacidad adicional requerida contempla un 90.9 por ciento de la generación a través de unidades de ciclo combinado a base de gas natural, debido a sus bajos costos de inversión, sus cortos plazos de construcción y su elevada eficiencia térmica; además de la necesidad de cumplir con la normatividad ecológica.³⁰ Lo anterior indica que de 10 plantas construidas, 9 de ellas serán para la utilización del gas natural. La tabla 16 reseña el comportamiento y la evolución esperada de los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica de 1996 al año 2006. Así, queda clara la marcada diferencia entre la utilización del gas natural y cualquier otro combustible para el 2006.

Tabla 16
Evolución programada del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica 1996-2006

Combustible	1996		2006	
	VOLUMEN	%	VOLUMEN	%
Combustóleo	47,242 m ³ /día	65.9	30,696 m ³ /día	25.2
Gas natural	14 MM m ³ /día	17.6	77.1 MM m ³ /día	57.1
Carbón	8.98 MM ton/año	15.6	15.8 MM ton/año	17.4
Diesel	674 m ³ /día	0.9	359 m ³ /día	0.3

Fuente: *Prospectiva del sector eléctrico 1997-2006*

³⁰ México. Secretaría de Energía. "Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006". 1997, figura 3.1, página 58

Sector petrolero

El sector petrolero queda conformado por PGPB, PR y Pemex Corporativo (PC). El consumo esperado de PGPB y de PC se fundamenta en el seguimiento estadístico de los reportes de producción y de los consumos. En el caso de nuevas plantas de procesamiento, se consideraron datos de diseño de fabricante y de plantas con características similares.

El caso de Pemex Refinación es diferente por contar con refinerías que no cumplen con las normas ambientales vigentes, lo cual conlleva que, como en el sector eléctrico e industrial, se vea en la necesidad de cumplir con normas estrictas de emisión de contaminantes. Las refinerías localizadas en zonas críticas son las de Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca y Tula.

Esto último, obligará a sustituir el combustóleo (hoy por hoy principal energético utilizado en calderas, quemadores y hornos) a gas natural para poder cumplir con la normatividad ambiental. Aunado a lo anterior, PR tiene otros proyectos de inversión que demandarán consumo de gas natural.

Sector Industrial

Según quedó asentado, a este sector se le agregaron los consumos de PEP, PPQ y sus filiales que, históricamente, consumen arriba del 75 por ciento de lo que reportaba el antiguo sector petrolero integrado por Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios. Con esto se explica el crecimiento del consumo de este sector en detrimento del sector petrolero. Por supuesto, estos cambios son de nomenclatura y no tienen una incidencia directa en la demanda de gas.

Los principales factores en el consumo energético del sector industrial son:³¹

- El crecimiento del volumen en el sector y su composición.
- Los precios relativos de distintos energéticos y los costos asociados a su utilización, incluidos los del transporte.
- Las especificaciones técnicas del equipo en uso de la industria, en cuanto a los energéticos que éste requiere, y la inversión en equipo que introduce nuevas tecnologías que disminuyen los costos y la emisión de contaminantes.
- Las normas ambientales en vigor y los cambios previstos en éstas.
- El volumen y la infraestructura por el lado de la oferta.

Adicionalmente, habrán de considerarse los cambios en la normatividad ambiental (que no se detienen y cada vez son más estrictos), la expansión en los sistemas de distribución, la

³¹ "Prospectiva del..." op. cit. supra. Nota 19, página 88

demanda de PPQ y sus filiales, y el efecto de la entrada en operación del proyecto de coquización de Cadereyta. Como ya se había externado, los sectores restantes (residencial y comercial, y transporte vehicular) no tendrán una incidencia importante en la demanda nacional total, independientemente de su crecimiento, y esto permite el no analizarlos a detalle, tomando simplemente sus proyecciones como válidas.

Demanda nacional de gas 1998-2007

Con todos los antecedentes proporcionados, en las tablas 17 y 18 se presenta la demanda esperada de gas natural en el período mencionado en los escenarios normal y alternativo respectivamente (debido a las condiciones actuales de la economía nacional). Con el escenario base la demanda de gas en el año 2007 sería de 245,365.5 Mm³d (8,665 MMpcd); en tanto, de acuerdo a lo proyectado en el escenario alternativo, para el año 2007 el país estará consumiendo 216,468.9 Mm³d (7,644.5 MMpcd). Con estos valores se trabajará para postular los diferentes escenarios de demanda interna de hidrocarburos líquidos, la cual se obtendrá partiendo de las proyecciones del CIE, restando la importación de energía, la generación por fuentes alternas y los valores de demanda de gas natural (dependiendo del escenario analizado) y, con todo lo anterior, calcular resultados volumétricos de requerimientos de hidrocarburos líquidos.

Tabla 17
Escenario base de consumo nacional de gas natural por sector
en el período 1998-2007 (MMpcd)

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Eléctrico	596	793	1,107	1,666	1,779	1,960	2,206	2,474	2,710	2,925
Petrolero	1,646	1,780	1,845	1,943	2,052	2,197	2,294	2,393	2,501	2,620
Industrial	1,691	2,239	1,793	2,075	2,192	2,240	2,309	2,419	2,479	2,524
Residencial y comercial	87	104	121	146	190	249	316	371	410	437
Transporte vehicular	0.0	3	14	26	42	60	78	97	120	159
Total nacional	4,020	4,919	4,880	5,855	6,254	6,705	7,203	7,754	8,221	8,665

Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007*

Tabla 18
Escenario alternativo de consumo nacional de gas natural por sector
en el período 1998-2007 (MMpcd)

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Eléctrico	562	671	931	1,283	1,456	1,570	1,778	1,969	2,095	2,267
Petrolero	1,691	2,239	1,793	2,075	2,192	2,240	2,309	2,419	2,479	2,524
Industrial	1,636	1,751	1,791	1,861	1,938	2,048	2,106	2,162	2,221	2,286
Residencial y comercial	87	104	120	145	188	240	302	352	386	408
Transporte vehicular	0.0	3	14	26	42	60	78	97	120	159
Total nacional	3,976	4,768	4,649	5,390	5,815	6,157	6,574	6,999	7,301	7,645

Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007*

5. Plataforma de exportación

Si bien hay indicios de que la economía mexicana se ha “despetrolizado”, los ingresos del gobierno siguen manteniendo una dependencia mayúscula del petróleo. Debido a lo anterior, se mantiene la necesidad de continuar exportando hidrocarburos durante un buen número de años. Es conveniente reconocer este hecho, ya que con los vaivenes en los precios del petróleo y considerando los costos de producción cada vez más altos, quizá fuera conveniente, en ciertos momentos, disminuir la exportación de un recurso no renovable e indispensable como energético interno para el futuro. Sin embargo, no se percibe que el país tenga la capacidad de reducir sus exportaciones de crudo de manera importante debido a su mencionada dependencia económica de este recurso, por lo que la industria petrolera nacional tiene que satisfacer, además de los requerimientos internos de energía, los de una plataforma de exportación.

Esta variable (la plataforma de exportación) es quizá la más difícil de pronosticar debido a la variedad de factores internos y externos que la afectan. En México la exportación se define de manera interna, pero es influenciada por el comportamiento del mercado petrolero internacional (precios, oferta, demanda, situaciones geopolíticas, avances tecnológicos, etc.). A pesar de ello es prioritario al menos esquematizar un comportamiento esperado para analizar de manera integral la demanda de hidrocarburos (interna más exportación).

Entorno internacional

Se ha mencionado de manera insistente la crisis actual del mercado petrolero mundial. No es solo de precios por exceso de oferta debido (entre otros factores) al incremento de cuotas de producción, sino de una contracción de la demanda por el desplazamiento que está sufriendo el petróleo crudo (entre otros combustibles fósiles) en el entorno energético internacional debido a sus desventajas (ecológicas y económicas) frente a otras alternativas, al calentamiento global del planeta y por las crisis económicas del continente asiático (y de economías emergentes de otras latitudes) que han disminuido el consumo de energéticos en el planeta.

De acuerdo al Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE)³² el consumo de petróleo crudo mantendrá su participación en los mismos niveles, con una disminución marginal del 2.1 por ciento en el consumo energético mundial al pasar del 39.2 por ciento de participación en 1990 al 37.1 por ciento en el año 2020. Es importante decir que en el mismo período se espera que el gas natural aumente su participación del 20.9 al 27.2 por ciento lo cual lo coloca por mucho, como el combustible de mayor crecimiento en el período en cuestión. El mismo DOE pronostica un crecimiento anual promedio en el consumo mundial de petróleo crudo del 2.1 por ciento entre 1996 y el año 2020, y

³² México, Secretaría de Energía, “Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007”. 1999. Cuadro 7, página 23.

considerando que dicho consumo fue en 1997 de 73.7 millones de barriles diarios se calcula que para el año 2020 se estén consumiendo 121.3 millones de barriles diarios. Por otro lado en el "Short Term Annual Energy Outlook", de la Energy Information Administration (EIA) de Agosto de 1997, se plantea un rango de consumo entre 126.27 y 110.6 millones de barriles diarios de crudo para el año 2020, basándose en dos escenarios de precios. Es innecesario mencionar que ambos trabajos se acercan bastante en sus resultados.

Existen diversos escenarios en torno de las reservas internacionales de hidrocarburos, pero se citan solamente dos de ellos que pudiesen representar las fronteras de las reservas a nivel mundial. En el primero³³, Al-Jarri y Startzman, calculan una reserva original de 1,760 MMMSTB (basándose en el método de Hubbert) y una reserva remanente a finales de 1995 de 1,000 MMMSTB, de los cuales 709 MMMSTB se encuentran en los países miembros de la OPEP. En el segundo escenario Masters³⁴ et. al. de la US Geological Survey (USGS) considera a principios de 1993 una reserva de petróleo de 2,300 MMMSTB la cual supera en más del doble el valor calculado por los mencionados Al-Jarri y Startzman.

Es pertinente indicar que esta diferencia entre los resultados arrojados por el método de Hubbert y los cálculos de la USGS datan de 1962 cuando el primero mencionaba que existía una reserva de 171 MMMSTB en 48 estados analizados en los Estados Unidos, en tanto que la USGS estimaba una reserva entre 590 y 660 MMMSTB para esa misma zona. Sin embargo, y a favor de las proyecciones realizadas por Hubbert, se menciona que sus predicciones han estado más de acuerdo a las producciones obtenidas que a las efectuadas por la USGS. Otro pronunciamiento importante es el del "BP Statistical Review of World Energy" citado por Masters. A finales de 1992 calculó reservas probadas de 1,007 MMMSTB bajo la definición siguiente: "Reservas probadas de petróleo son aquellas cantidades que, la información geológica y de ingeniería disponible indican con razonable certeza, pueden ser recuperadas en el futuro de yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y de operación existentes".

Los niveles de reservas establecidos no indican una pronta carencia de hidrocarburos, coincidiendo los analistas en plazos del orden de 50 años. Aunado a lo esto, considérense las reservas de las fuentes no convencionales que presumiblemente son cuantiosas en el mundo. Para ilustrar lo anterior se menciona³⁵ que las reservas de aceite extra pesado en la provincia del Orinoco en Venezuela y en Canadá Occidental igualan a las reservas de aceite convencional existente en el Oriente Medio. Con esto se prevé que conforme se continúen explorando nuevas áreas y desarrollando tecnologías se logrará la explotación comercial de estas importantes reservas energéticas, lo cual incrementará el plazo de utilización de hidrocarburos.

³³ Al-Jarri A.S. & R. A. Startzman. "Analysis of World Crude Oil Production Trends". Paper SPE 37692. Trabajo presentado en el "1997 SPE Hydrocarbon Economics & Evaluation Symposium" efectuado del 16-18 de Marzo de 1997 en Dallas, Texas.

³⁴ Masters Charles D., Emil D. Attanassi and David H. Root. "World Petroleum Assessment and Analysis" U.S. Geological Survey, National Center, Reston, Virginia, U.S.A. Edit. John Wiley & Sons. 1994, página 14.

³⁵ Ibidem, página 16.

Factores involucrados en la exportación

Para poder establecer una planeación en el contexto de la plataforma de exportación más adecuada para nuestro país deben considerarse las reservas que tiene México, el consumo interno esperado (debido a la gran dependencia de los hidrocarburos) y, por supuesto, los factores externos de oferta, demanda, precios, etc., además de no perder de vista que la obligación más importante de la industria petrolera nacional es el garantizar el abasto interno de energía.

Definir una plataforma de exportación, sumado al conocimiento de los requerimientos internos de hidrocarburos, permitirá una planeación definida de ingresos por exportaciones petroleras, requerimientos volumétricos de hidrocarburos, necesidades de desarrollo de campos, inversiones necesarias y, como consecuencia, redundará en un manejo más eficiente de la industria petrolera nacional.

Predicciones de producción para México de acuerdo al método de Hubbert

Otra perspectiva fundamental de la problemática es la declinación natural de los campos petroleros actuales, pues según se ha comentado en repetidas ocasiones es inevitable que los hidrocarburos se agoten. Un estudio reciente³⁶, fundamentado en el método de Hubbert, afirma que la producción de México alcanzará su "pico" de producción en el año 2005 con 3,500 Mbd y posteriormente empezará a declinar hasta llegar a producir 500 Mbd en el año 2050. Para poder entender el alcance de las predicciones con este método, es relevante apuntar que es muy popular debido a la gran exactitud que mostraron las predicciones realizadas en 1956 acerca de las producciones y declinaciones de campos de aceite en 48 estados de la Unión Americana y, posteriormente, ha seguido proporcionando muy buenos resultados en otras latitudes. El método es empírico y se basa en un ajuste de la historia de producción a una curva simétrica con forma de campana y parte de dos supuestos básicos:

- En la producción de cualquier recurso de magnitud limitada, el ritmo de producción debe iniciar en cero, alcanzar un máximo y finalmente declinar nuevamente a cero.
- El área bajo la curva de ritmo de producción respecto al tiempo es igual a la recuperación última de hidrocarburos cuando el tiempo tiende a infinito.

El estudio cubre las historias de producción de 1918 a 1995 y los resultados para México cayeron en la clasificación de los ajustes "buenos" de acuerdo a los criterios establecidos en el mismo, ocupando el lugar 24 en orden decreciente (fue el 24° menos bueno) en el análisis de 67 países. Es fundamental mencionar las principales limitaciones que existen en el modelo en cuestión:

- Si bien el modelo considera de manera implícita la declinación natural, el desarrollo de campos y aspectos de explotación no considera áreas extensas no exploradas, por lo

³⁶ "Analysis of World ..." op. cit. supra. Nota 33; y

Al-Jarri A. S. & R. A. Startzman. "Worldwide Petroleum-Liquid Supply and Demand". Journal Petroleum Technology (JPT), Diciembre de 1997.

- que, en zonas donde aún existen importantes recursos sin explorar, el método tiende a fallar subestimando las producciones y recuperaciones últimas.
- La eficiencia de exploración y los aspectos tecnológicos son factores complicados de incluir en cualquier modelo de predicción, pues los cambios pueden modificar las condiciones de explotación de los recursos, haciéndolos más accesibles y transformando en reservas cantidades de hidrocarburos que anteriormente no se consideraban como tales. En este marco es fundamental considerar las fuentes no convencionales que en caso de ser factibles de explotar incrementarían de manera muy considerable las reservas mundiales de hidrocarburos.
 - Los aspectos económicos se relacionan con los aspectos tecnológicos dado que la combinación de ambos pueden hacer factible o descartar la explotación de algún yacimiento en función de los precios de los hidrocarburos y de los costos de producción.
 - Por último los aspectos políticos no son previsible, a veces, ni en el corto plazo lo cual impacta en aspectos de producción y de consumo, sobre todo si los eventos se manifiestan en países o en zonas importantes del comercio mundial de hidrocarburos.

Otro resultado interesante que arroja el estudio es que las reservas últimas de México son de 68,938 MMb (comparadas con unas reservas de 48,796 MMb al 1° de Enero de 1996), lo cual incluye trabajos futuros de exploración para incorporar los 20,142 MMb faltantes entre las reservas totales oficiales y las reservas últimas arrojadas por el estudio.

Un sesgo notable es el hecho de que el método de Hubbert es sumamente sensible a la introducción de nuevos datos, por lo que actualizar los análisis conforme se cuente con mayor información de la historia de producción de los países que se quiera analizar, redundará en mayor precisión.

Estado operativo de la industria petrolera nacional

La relación reservas/producción de petróleo crudo para México ha disminuido de 52 años³⁷ en 1991 a 37.5 años en 1997 (41,392 MMb de reservas probadas totales y una producción diaria de 3,022 MMb)³⁸. Mientras que las reservas han caído en el mismo período de 50,925 MMb a los 41,392 MMb ya citados. Si se observan las producciones³⁹ en el período 1991-1997 se percibe que las reservas no han presentado incremento alguno en términos reales, es decir, de las reservas probadas que existían en 1991 se ha disminuido la cantidad producida en todo el período.

En la tabla 19 se resumen los principales indicadores de producción por campos seleccionados en el país durante el período 1990-1997.

³⁷ México. INEGI. "El Sector Energético en México, Edición 1997". 1998. Cuadro 2.7.8, página 130

³⁸ México. PEMEX. "Memoria de Labores 1997 de Petróleos Mexicanos". 1998. Cuadro 23, página 150 y cuadro 43, página 175.

³⁹ Ibidem, cuadro 43, página 175 y México. PEMEX. "Anuario Estadístico 1996 de Petróleos Mexicanos". 1997, página 8.

Tabla 19
Producciones de aceite y gas por regiones

		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
RMNE	Aceite	1,703	1,555	1,178	1,177	1,200	1,220	1,280	1,295	1,301	1,288	1,216	1,353	1,540	1,642
	Gas	954	868	563	576	591	564	537	562	574	563	547	582	640	686
	RGA	560	558	478	489	493	462	420	434	441	437	450	430	416	418
RMSO	Aceite			508	510	542	574	624	619	649	714	722	779	759	716
	Gas	Inc. en	RMNE	406	426	488	554	624	612	671	776	832	981	1,009	1,000
	RGA			799	835	900	965	1,000	989	1,034	1,087	1,152	1,259	1,329	1,397
RS	Aceite	804	750	739	715	673	651	666	654	623	585	586	630	627	621
	Gas	2,144	2,077	2,064	2,061	2,045	2,059	2,000	1,947	1,890	1,807	1,834	1,990	2,046	2,067
	RGA	2,667	2,769	2,793	2,883	3,039	3,163	3,003	2,977	3,034	3,089	3,130	3,159	3,263	3,329
RN	Aceite	123	124	115	104	99	104	107	99	98	98	95	96	96	92
	Gas	506	486	465	415	448	475	473	464	442	479	548	643	773	1,038
	RGA	4,114	3,919	4,043	3,990	4,525	4,567	4,421	4,687	4,510	4,888	5,768	6,698	8,052	11,283
Total	Aceite	2,630	2,429	2,540	2,506	2,514	2,549	2,677	2,667	2,671	2,685	2,619	2,858	3,022	3,071
	Gas	3,604	3,431	3,498	3,478	3,572	3,632	3,634	3,585	3,577	3,625	3,761	4,196	4,468	4,791
	RGA	1,370	1,413	1,377	1,388	1,421	1,433	1,357	1,344	1,339	1,350	1,436	1,468	1,478	1,560

UNIDADES: Aceite en Mbd; Gas en MMpcd; RGA en pc/b.

Fuente: Elaboración propia con información en "Anuario estadístico de PEMEX" y "Memoria de labores de PEMEX" (varios años).

Plataforma de exportación

Por el crecimiento esperado de la demanda internacional y por el estado actual de las reservas nacionales se propone mantener la plataforma de exportación en 1,731 Mbd, con el reto que implica producir los volúmenes necesarios con este planteamiento. Sería lógico pensar que dicha plataforma se debería diseñar de acuerdo a una serie de factores como son:

- Garantizar el abasto interno futuro.
- Aspectos económicos con tendencia a una menor dependencia de los ingresos del gobierno federal de los hidrocarburos.
- Aspectos técnicos incluyendo los ritmos de declinación actuales, demanda energética, niveles de reservas, ritmos de producción necesarios y tipos de hidrocarburos requeridos.

Un factor destacado a considerar es la existencia de países exportadores, que pronto tendrán que importar hidrocarburos⁴⁰ lo cual es otra oportunidad para alentar planes de exploración. Para finalizar, se comenta que el planteamiento de diversos proyectos de plataforma de exportación no presenta ningún problema, pudiéndose incorporar cualquiera de ellos en la metodología propuesta, lo cual solo implicaría el sumar el requerimiento de exportación a

⁴⁰ "Analysis of World ..." op. cit. supra. Nota 33; y
"Worldwide Petroleum..." op. cit. supra. Nota 36

la demanda nacional. Se debe mantener presente que el comportamiento de la demanda externa deberá incrementarse en los años futuros, por lo que en caso de existir la suficiente inversión en exploración, desarrollo de campos e incorporación de reservas, seguramente se podrán colocar mayores volúmenes de crudo mexicano en el exterior.

6. Modelo matemático

En México, existen modelos para el cálculo de consumos futuros de gas, demanda de energía eléctrica y otros; los cuales cubren parcialmente la necesidad de planeación con una limitante: analizan el desarrollo de un sector de manera independiente cuando se sabe que ningún sector energético está desvinculado de los demás. El requerimiento de energía de un país puede ser satisfecho por diversas fuentes, por lo que los planes y programas en las diferentes alternativas de aporte energético tienen una incidencia directa sobre las demás.

En el presente capítulo se busca, a través del análisis de varios modelos matemáticos, establecer la mejor relación entre el consumo de energía y las variables económicas y sociales elegidas como independientes (PIB y POB). Se propone el desarrollo de modelos lineales, potenciales, logarítmicos y exponenciales con cada una de las variables independientes definidas, así como un modelo lineal y otro potencial con ambas de manera simultánea. Posteriormente al desarrollo de los modelos enunciados, se efectuarán pruebas estadísticas para verificar el comportamiento de cada uno y de allí, escoger el mejor. En caso de que ningún modelo resultara satisfactorio, se propondrían nuevos desarrollos hasta encontrar el más adecuado.

Modelos propuestos:

Se listan a continuación los modelos propuestos:

lineal:

$$y = mX + b$$

logarítmica:

$$y = c \ln (X) + b$$

exponencial:

$$y = ce^{bx}$$

potencial:

$$y = c X^b$$

Para el desarrollo de los modelos de regresión sencilla (una sola variable independiente) se utilizarán todas las formas antes listadas, tomando como variables independientes el PIB y el POB. Lo anterior arrojará 8 modelos para el cálculo del Consumo Interno de Energía los cuales se comparan estadísticamente entre sí, además de compararlos con los dos modelos propuestos de regresión múltiple (utilizando el PIB y el POB como variables independientes en el mismo modelo). Los formatos de estos modelos de regresión múltiple son:

potencial:

$$CIE = \delta \cdot (PIB)^\alpha \cdot (POB)^\beta$$

el cual, a través de manipulaciones matemáticas se puede expresar como:

$$\ln(CIE) = \alpha \ln(PIB) + \beta \ln(POB) + \ln \delta$$

lineal:

El modelo lineal es:

$$CIE = \alpha(PIB) + \beta(POB) + \delta$$

Los modelos de regresión múltiple planteados en este capítulo para el cálculo del CIE son de primer orden, es decir, del siguiente tipo:

$$Y' = b_0 + b_1 X_1 + b_2 X_2 \quad (6.1)$$

efectuando linealización en el modelo potencial.

Los modelos de regresión sencilla (una sola variable independiente) se trabajaron de acuerdo a sus características para poder aplicar el método planteado (linealización a través de cambio de variables). El método de regresión se registra a detalle en el anexo "B".

Pruebas estadísticas efectuadas a los modelos:

Al desarrollar 10 modelos se vuelve necesario efectuar una comparación entre ellos y ubicar cual es el que arroja mejores resultados. La comparación se dio en términos de pruebas estadísticas entre el CIE real y el CIE calculado con cada uno de los modelos encontrados.

Es importante mencionar que los resultados que se obtienen con la mayoría de los modelos son, en términos generales, aceptables de acuerdo a los indicadores con los que la Secretaría de Energía ha aceptado el modelo de proyección para el Gas Natural en el período 1997-2006.⁴¹

En el anexo "C" se describen cada una de las pruebas realizadas (y su método de cálculo) para la elección del modelo.

Análisis de resultados:

En la tabla 20 se presenta un condensado de los modelos y de sus indicadores estadísticos, con los cuales se puede efectuar un análisis que lleve al mejor de ellos.

⁴¹México. Secretaría de Energía. "Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006". 1997. Cuadro 63, página 155

Tabla 20
Resultados de las pruebas estadísticas a los modelos

PRUEBAS ESTADÍSTICAS						
MODELO	r	r ²	Error promedio	Prueba "t"	Prueba "F"	D. W.*
$CIE=0.071 \cdot (PIB)^{0.4161} \cdot (POB)^{0.4767}$	<u>97.2%</u>	<u>94.5%</u>	-11.1	94.6%	<u>95.5%</u>	S
$CIE=0.0017(PIB)+0.0316(POB)+592.46$	<u>97.2%</u>	<u>94.5%</u>	0	<u>100.00%</u>	91.1%	S
$CIE=0.0038(PIB)+744.67$	95.5%	91.2%	49.3	75.7%	82.1%	NC
$CIE = 4359.9Ln(PIB) - 55655$	95.9%	92.0%	0.3	99.9%	87.0%	NC
$CIE = 2141e^{8E-07(PIB)}$	95.1%	90.4%	-213.4	21.2%	82.2%	NS
$CIE = 0.0291 \cdot PIB^{0.8661}$	95.6%	91.4%	6.0	97.0%	90.0%	NC
$C.L.E.=0.0548(POB)+684.42$	96.2%	92.6%	2.2	98.9%	87.7%	S
$CIE = 4338.4 \cdot Ln(POB)-43887$	96.1%	92.3%	0.4	99.8%	87.5%	S
$CIE = 0.2914(POB)^{0.8649}$	96.2%	92.5%	1.8	97.1%	88.2%	S
$CIE = 2109.6 \cdot e^{1E-05 \cdot POB}$	96.1%	92.4%	351.9	2.5%	44.7%	NS

* S = Prueba satisfactoria; NS = Prueba no satisfactoria; NC = Prueba no concluyente

Los resultados subrayados fueron los mejores de cada prueba en todos los modelos

Un primer análisis indica que los modelos de tipo exponencial deben ser eliminados ya que presentan efectos de tiempo (no cumplen satisfactoriamente con la prueba Durbin Watson). Se deben eliminar también los modelos cuya prueba Durbin Watson arrojó como resultado "no concluyente" (ya que no se podría asegurar que no existen efectos de tiempo). De los cinco modelos restantes el que mejor comportamiento general tuvo fue el segundo de los listados: $CIE = 0.0017(PIB) + 0.0316(POB) + 592.46$ y al superar satisfactoriamente la prueba Durbin Watson no tiene impedimento para su uso, por lo que resulta el modelo elegido para efectuar las proyecciones del CIE durante el desarrollo de la tesis.

Análisis del tipo de modelo elegido

Debido a que el modelo se desarrolla con 17 años de información y no hay manera de probar su robustez sino hasta que aparezcan los datos fidedignos, se propone realizar una prueba a partir de los siguientes supuestos:

- Desarrollar un modelo del mismo tipo con información de 1965 a 1984 recordando que el método para el cálculo del PIB era diferente al actual.
- Efectuar proyecciones de 1985 a 1996 ajustando los PIB futuros con el PIB de 1984 (calculado con las condiciones anteriores) únicamente con los porcentajes reportados por la SHCP.
- Es fundamental aclarar que este método no es válido en un estricto manejo de la información ya que a partir de 1985 el cálculo del PIB no conserva una variación proporcional de acuerdo a los dos métodos utilizados para su cálculo.

Hay que tener presente que el ejercicio se realiza con el único fin de observar el comportamiento que el tipo de modelo va a arrojar respecto a los datos reales de 1985-1996

sin darle demasiada importancia a los valores cuantitativos ya que, se insiste, la información utilizada para una de las variables independientes no es congruente entre el período de cálculo y el período de predicción. En la tabla 21 y gráfica 5 se presentan los resultados obtenidos con el modelo que resultó ser:
 $CIE = 0.0059(PIB) - 0.002(POB) - 562.8$

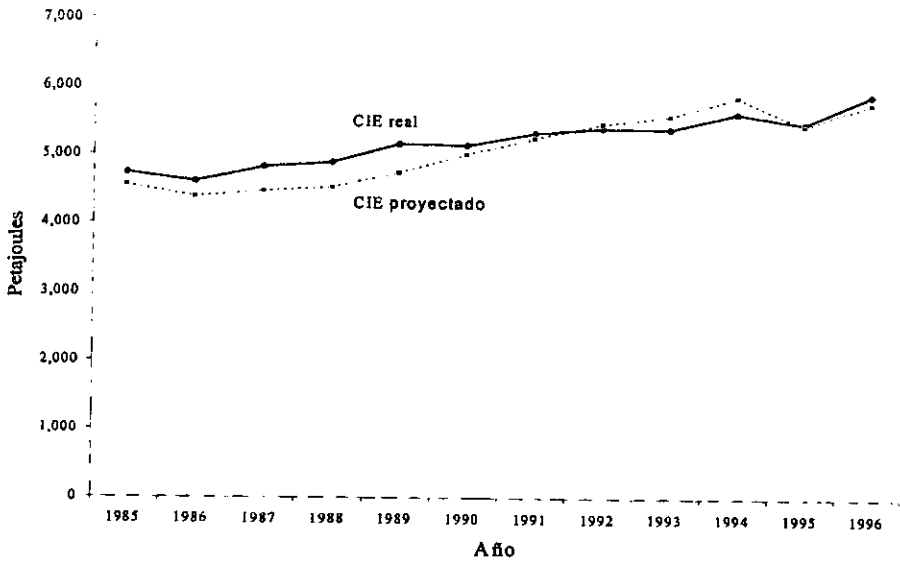
Puede observarse que los resultados en general son buenos entre el CIE proyectado y el CIE real, ya que inclusive existe una mejor correlación entre los cálculos efectuados con este modelo que con el elegido formalmente para utilizarse en la tesis. El resultado insatisfactorio obtenido de la prueba Durbin Watson se puede explicar debido a que los cálculos del PIB (una de las variables independientes del modelo) se efectuaron utilizando el de un período anterior (e incrementándolo en el porcentaje reportado por la SHCP) por lo que se registra dependencia entre dichos períodos.

Tabla 21
Resultados obtenidos con el modelo de prueba

AÑO	j	PIB	POB	CIE	CIE PROY	% VAR.
1965	1	318,030	41,039	1,387	1,197	13.73%
1966	2	340,074	42,385	1,497	1,322	11.67%
1967	3	361,397	43,775	1,535	1,444	5.96%
1968	4	390,799	45,211	1,659	1,612	2.80%
1969	5	415,512	46,694	1,854	1,753	5.42%
1970	6	444,271	48,225	1,876	1,918	-2.22%
1971	7	462,804	49,826	1,944	2,022	-4.03%
1972	8	502,086	51,480	2,163	2,248	-3.95%
1973	9	544,307	53,188	2,392	2,491	-4.14%
1974	10	577,568	54,954	2,525	2,681	-6.17%
1975	11	609,976	56,778	2,647	2,866	-8.27%
1976	12	635,831	58,662	2,820	3,013	-6.84%
1977	13	657,722	60,609	3,021	3,136	-3.80%
1978	14	711,982	62,621	3,364	3,449	-2.52%
1979	15	777,163	64,699	3,722	3,825	-2.75%
1980	16	841,855	66,847	4,169	4,198	-0.70%
1981	17	908,765	68,164	4,467	4,586	-2.67%
1982	18	903,839	69,507	4,813	4,554	5.37%
1983	19	856,174	70,877	4,556	4,272	6.23%
1984	20	885,928	72,273	4,620	4,443	3.84%
1985	21	905,418	73,697	4,730	4,553	3.75%
1986	22	877,169	75,149	4,607	4,384	4.83%
1987	23	892,432	76,630	4,825	4,470	7.36%
1988	24	903,855	78,140	4,899	4,533	7.46%
1989	25	941,817	79,680	5,175	4,751	8.19%
1990	26	989,567	81,250	5,161	5,027	2.60%
1991	27	1,031,327	83,410	5,344	5,266	1.46%
1992	28	1,068,764	85,628	5,420	5,480	-1.10%
1993	29	1,089,605	87,433	5,408	5,597	-3.50%
1994	30	1,138,201	89,276	5,643	5,877	-4.15%
1995	31	1,067,405	91,158	5,487	5,458	0.53%
1996	32	1,122,483	93,080	5,902	5,775	2.14%

$r = 99.26\%$ Prueba "F" = 90.37% Error promedio = 119.02
 $r^2 = 98.53\%$ Prueba Durbin Watson: Insatisfactoria
 Prueba "t" = 90.45%

Gráfica 5
Comportamiento del Consumo Interno de Energía
real y del proyectado en el período 1985-1996



Con los resultados obtenidos se observa que el tipo de modelo elegido (lineal con el PIB y el POB como variables independientes) ofrece buenos resultados.

7. Demanda futura de energía

Como en toda área donde se efectúan proyecciones hacia el futuro se debe ponderar que las condiciones actuales, si bien indican una tendencia de comportamiento, se pueden ver afectadas por numerosas circunstancias sobre todo en el campo que nos ocupa donde confluyen, como ya se comentó, variables multifactoriales: tecnológicas, económicas y políticas.

Para ilustrar lo anterior basta recordar las predicciones de la segunda mitad de la década de los 70's en donde se pronosticaba que el precio del crudo rebasaría la barrera de los 90 dólares por barril en pocos años. Sin embargo, y a pesar de que entonces existían fundamentos para pronosticar tal situación, actualmente existen razones válidas para creer que el mercado de crudo se mantendrá deprimido en sus precios por diversas razones durante, al menos, 10 años.⁴² Cabe recordar que actualmente los niveles de precio del crudo son los más bajos de los últimos 20 años y los costos son más altos que nunca en la historia de la industria petrolera con una tendencia creciente debido a que la producción se efectúa a mayores profundidades, costa afuera, con procesos de recuperación mejorada y, en términos generales, de manera más cara y complicada que en décadas pasadas.

Con la intención de cubrir una gama de posibilidades congruente con la realidad, se plantean 3 escenarios económicos y 2 escenarios demográficos, lo cual arroja un total de 6 variantes para llevar a cabo las proyecciones propuestas (cada escenario económico se combina con ambos escenarios demográficos).

Los escenarios económicos y demográfico oficiales ya fueron descritos, sin embargo, conviene efectuar una recapitulación de los mismos, así como definir los escenarios económico y demográfico alternos para completar el abanico de las 6 posibilidades mencionadas.

Otro renglón a considerar es que los resultados aquí obtenidos se reportarán en términos energéticos globales, esto es, sin definir todavía la aportación de los hidrocarburos, las fuentes alternas y la importación de energía respectivamente. Este análisis detallado se efectuará en el siguiente capítulo.

Escenario base

Este escenario es el planteado como meta del gobierno federal, considerando una importante dinámica económica donde el PIB crece a un ritmo promedio anual superior al 5.4 por ciento en el período 1998-2007. Como a partir del año 2008 no existe proyección oficial de crecimiento económico se define como objetivo el planteamiento propuesto por el Presidente de México, Dr. Ernesto Zedillo, en su Primer Informe de Gobierno, donde propone como meta de largo plazo duplicar el Ingreso per Cápita (IPC) en un período de 15 años. Alcanzar este objetivo en el año 2010, implicaría tasas de crecimiento del PIB muy

⁴² Diario "El Universal", Miércoles 18 de Noviembre de 1998. Cita del informe anual publicado en noviembre de 1998 de la Oficina de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA).

altas para el período 2008-2010 (considerando lo propuesto para los años anteriores). Por tal motivo se propone diferir la meta de duplicar el IPC para el año 2015, con lo cual se requeriría para el período 2008-2015 un crecimiento sostenido del 4.05 por ciento para lograrlo. Cabe aclarar que estos resultados se alcanzarían con las tasas de crecimiento demográfico programadas por el gobierno federal.

Para el período 2016-2030 se propone un índice de crecimiento constante del PIB de 3.5 por ciento anual con lo que prácticamente se triplica en el año 2030 el IPC de 1995 (otra vez con las tasas de crecimiento demográfico oficiales).

Escenario medio

Aquí se plantea una dinámica económica más conservadora respecto al escenario base, esta consiste en partir de un crecimiento promedio para el PIB en el período 1998-2007 del 3.5 por ciento anual, proponiendo que este mismo índice de crecimiento se mantenga hasta el año 2030.

Con lo antes descrito y con las tasas demográficas oficiales se resalta que el IPC llegaría a rebasar el doble del de 1995 en el año 2030 (no en el 2015), lo cual se coloca por debajo del objetivo oficial, sin embargo es un escenario planteado por el mismo gobierno federal (al menos para el período 1998-2007) por lo que su propuesta no carece de fundamento.

Escenario mínimo

Aquí la propuesta es suponer un crecimiento económico real nulo, o sea, que el IPC de 1998 se mantenga constante durante todo el período que se analiza. Por supuesto que este escenario es el menos deseable de todos, pero si se compara el IPC de 1980 (\$4,354 dólares/hab) con el de 1995 (\$4,145 dólares/hab) se observa una disminución en términos reales.

Es importante recordar que en este período se han presentado crisis económicas importantes y recurrentes lo que ha ocasionado que no exista crecimiento económico (y sí una disminución marginal del mismo). Con fundamento en el análisis del período 1980-1995, se observa que esta condición de nulo crecimiento económico real es factible de ocurrir, por lo que se plantea como el tercer escenario económico.

La idea de plantear 2 escenarios económicos tan distintos entre sí (base y mínimo) es con la finalidad de obtener una banda de requerimiento energéticos de alta probabilidad de ocurrencia. Lo que se quiere establecer son valores máximos y mínimos entre los cuales seguramente se ubicarán las necesidades energéticas reales de México.

Escenario demográfico alterno

El hecho de mantener el índice demográfico de acuerdo a las consideraciones oficiales, podría ocasionar que los requerimientos energéticos se subestimen ya que la meta de disminuir este indicador a los niveles programados se observa muy difícil de alcanzar. Para sustentar esta última afirmación basta mencionar que en China, donde existe un control

férreo de la política demográfica, el crecimiento poblacional es del orden del 1 por ciento anual, por lo que no parecen alcanzables los índices propuestos a partir del año 2008. Para plantear una situación mas apegada a la realidad, se propone que a partir del año 2008 el índice de crecimiento demográfico se mantenga constante en el 1.47 por ciento propuesto por el gobierno federal para el año 2007. Esto último toma mayor congruencia si se observa que, de acuerdo a estimaciones oficiales, la media del índice de crecimiento demográfico creció en la presente década comparada con la inmediata anterior lo cual marca una tendencia ascendente de dicho índice.

Este panorama demográfico alterno, se combinará con las tasas de crecimiento del PIB ya planteadas donde, por supuesto, ya no se alcanzarán las metas de multiplicar el IPC en los términos programados originalmente. Las únicas tasas de crecimiento del PIB que variarán en este caso son las del escenario del IPC constante, pues para tener este escenario deben ser iguales los índices de crecimiento económico y demográfico.

El manejar 6 diferentes escenarios, arroja 6 resultados posibles de consumo energético para cada año. Los escenarios se definieron de manera tal que el requerimiento energético real futuro tenga alta probabilidad de ubicarse dentro del rango de valores obtenido. Si se toman el valor máximo (escenario base con el crecimiento demográfico alterno) y el valor mínimo (escenario mínimo con crecimiento demográfico oficial) se puede establecer una banda de requerimientos energéticos con muy altas probabilidades de ocurrencia.

Resultados obtenidos

Con los escenarios descritos se obtuvieron los resultados consignados en la gráfica 6 y tabla 22, y cuyo análisis permite definir los límites de los requerimientos esperados.

Gráfica 6
Banda de requerimientos energéticos (CIE) en petajoules

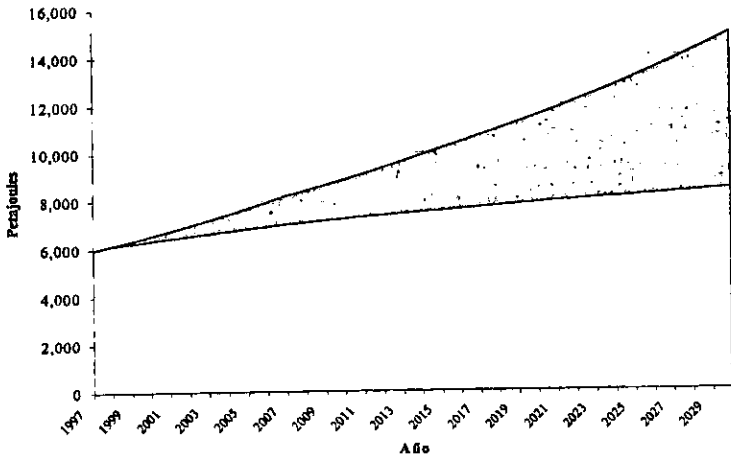


Tabla 22
CIE proyectado en petajoules

Año	Escenario demográfico oficial			Escenario demográfico alterno			Requerimientos máximo y mínimo	
	Base	Medio	Mínimo	Base	Medio	Mínimo	Máximo	Mínimo
1997	5,987	5,987	5,987	5,987	5,987	5,987	5,987	5,987
1998	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154
1999	6,338	6,295	6,251	6,338	6,295	6,251	6,338	6,251
2000	6,540	6,440	6,349	6,540	6,440	6,349	6,540	6,349
2001	6,749	6,587	6,446	6,749	6,587	6,446	6,749	6,446
2002	6,967	6,737	6,542	6,967	6,737	6,542	6,967	6,542
2003	7,194	6,891	6,637	7,194	6,891	6,637	7,194	6,637
2004	7,431	7,048	6,733	7,431	7,048	6,733	7,431	6,733
2005	7,677	7,208	6,827	7,677	7,208	6,827	7,677	6,827
2006	7,934	7,371	6,921	7,934	7,371	6,921	7,934	6,921
2007	8,202	7,538	7,014	8,202	7,538	7,014	8,202	7,014
2008	8,410	7,700	7,091	8,420	7,710	7,108	8,420	7,091
2009	8,626	7,867	7,169	8,645	7,886	7,204	8,645	7,169
2010	8,848	8,039	7,248	8,878	8,068	7,301	8,878	7,248
2011	9,068	8,205	7,308	9,118	8,255	7,400	9,118	7,308
2012	9,295	8,376	7,368	9,368	8,448	7,500	9,368	7,368
2013	9,531	8,552	7,429	9,625	8,646	7,601	9,625	7,429
2014	9,775	8,733	7,491	9,892	8,850	7,704	9,892	7,491
2015	10,028	8,920	7,553	10,169	9,060	7,809	10,169	7,553
2016	10,259	9,112	7,615	10,424	9,276	7,915	10,424	7,615
2017	10,498	9,311	7,679	10,686	9,499	8,023	10,686	7,679
2018	10,744	9,515	7,742	10,957	9,728	8,132	10,957	7,742
2019	10,997	9,725	7,807	11,236	9,964	8,243	11,236	7,807
2020	11,259	9,942	7,872	11,524	10,207	8,355	11,524	7,872
2021	11,521	10,158	7,923	11,820	10,457	8,469	11,820	7,923
2022	11,791	10,381	7,974	12,125	10,715	8,585	12,125	7,974
2023	12,070	10,610	8,026	12,440	10,981	8,703	12,440	8,026
2024	12,357	10,847	8,078	12,765	11,254	8,822	12,765	8,078
2025	12,654	11,091	8,130	13,099	11,536	8,943	13,099	8,130
2026	12,961	11,343	8,183	13,444	11,826	9,066	13,444	8,183
2027	13,278	11,603	8,236	13,800	12,125	9,190	13,800	8,236
2028	13,605	11,871	8,289	14,167	12,433	9,317	14,167	8,289
2029	13,942	12,148	8,343	14,545	12,751	9,445	14,545	8,343
2030	14,290	12,434	8,398	14,935	13,078	9,575	14,935	8,398

Como se anticipaba, el CIE proyectado para 1997 (5,986.578 PJ) y 1998 (6,153.505 PJ) es idéntico en todos los escenarios planteados para cada año. Esto se debe a que la información referente al PIB ya es conocida y se considera el mismo número de habitantes en todos los escenarios para estos años.

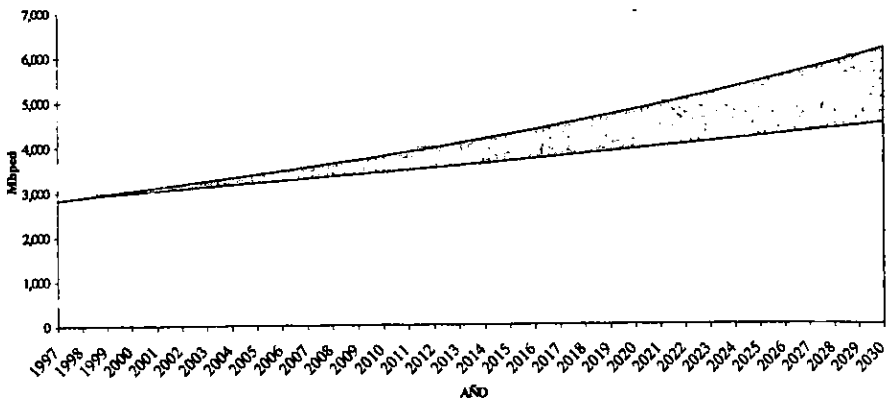
A partir de 1999 se empiezan a observar variaciones en las proyecciones del CIE de acuerdo a los diferentes escenarios planteados, lo cual permite conformar la banda buscada. Es pertinente recordar que los casos extremos de la banda son los de menor probabilidad de ocurrencia, no obstante es sumamente importante valorar el requerimiento máximo de energía (además de ser el caso más deseable) para identificar la magnitud del reto que podría llegar a presentarse. En el caso del requerimiento mínimo se recuerda que es la

situación que ha prevalecido durante los últimos 18 años (independientemente del índice de crecimiento demográfico, ya que de igualarlo el crecimiento económico, esta situación sería la que prevalecería).

Para comprender mejor los resultados, se propone convertir los petajoules anuales en Mbped (miles de barriles de petróleo crudo equivalente por día), esto es, los barriles de petróleo crudo diarios que requeriría el país si esta fuera su única fuente energética (el valor del factor de conversión se plantea en el anexo "A"). En el año 2010 la banda toma como valores extremos 8,877.579 PJ (4,186 Mbped) y 7,247.790 PJ (3,417 Mbped), lo cual ya indica una franca diferencia entre los requerimientos energéticos de uno y otro escenario. Para el año 2020 la diferencia del CIE entre ambos escenarios alcanza los 1,722 Mbped (5,433 y 3,711 Mbped), que, para sensibilizar al lector, representa la plataforma de exportación de 1997. Sin embargo, en el año 2030 la diferencia entre los requerimientos máximo y mínimo, sería superior a toda la producción de petróleo crudo de 1998 ya que se ubicaría entre 7,042 y 3,959 Mbped, cuya diferencia es de 3,083 Mbped.

Es fundamental insistir que los valores citados son los casos extremos y los de menor probabilidad de ocurrencia. Para ilustrar lo anterior se podría analizar una banda de mucha mayor probabilidad de ocurrencia (de acuerdo a las condiciones actuales), que sería la que generarían los escenarios económicos medio y mínimo, combinados con el escenario demográfico alterno. Esta opción se consigna en la gráfica 7.

Gráfica 7
Banda de requerimientos energéticos con escenarios de mayor probabilidad de ocurrencia (medio y mínimo) (CIE en petajoules)



Aquí se observa que los requerimientos energéticos para el año 2010 varían entre 3,804 y 3,443 Mbped. Lo anterior significa que con una mayor probabilidad, se tendrá un consumo energético del mismo orden de magnitud (sólo con 361 Mbped entre ambos), que permitiría una planeación de mediano plazo para satisfacer este requerimiento. Para el año 2020 la diferencia en los extremos de esta sub-banda sería de 873 Mbped (4,813 y 3,940 Mbped) y para el año 2030 de 1,652 Mbped (6,166 y 4,515 Mbped).

8. Demanda de hidrocarburos

Traducir los requerimientos energéticos en volúmenes de hidrocarburos es uno de los principales objetivos de esta tesis. Se ha intentado establecer un método que permita definir de manera congruente esta meta. Resumiendo lo realizado se listan algunos procesos claves: Identificación y cuantificación de las fuentes de energía con las que cuenta el país (presentes y las planeadas a mediano plazo), establecer la relación entre el consumo de energía y las variables que pudieran incidir en ello, prever el impacto que tendrá la penetración del gas natural en la estructura energética nacional, analizar las perspectivas para establecer una plataforma de exportación congruente y alcanzable, y desarrollar un modelo matemático que calcule los requerimientos energéticos futuros basándose en las variables independientes elegidas,. Todo lo mencionado con la única finalidad de establecer el aporte energético que deberán suministrar los hidrocarburos.

Contribución de los hidrocarburos a los CIE proyectados

En el capítulo anterior se calcularon los CIE para el período 1997-2030 bajo 6 escenarios diferentes, con lo cual se pudo establecer una banda de requerimientos energéticos. El primer paso que se debe efectuar ahora es el deducir de estas proyecciones cuánto aportarán los hidrocarburos. Con lo establecido en los primeros capítulos referente a la generación de las fuentes alternas y la importación de energía, se presentan en la tabla 26 los valores máximo y mínimo que deberán satisfacer los hidrocarburos.

También se requiere identificar que cantidades aportarán el aceite y el gas respectivamente. En la tabla 27 se reportan los consumos de gas esperados en los años futuros, sin embargo, dichos pronósticos abarcan hasta el año 2007 solamente.

Como se comentó en el capítulo cuatro "Impacto del gas natural", existe un programa de importaciones de gas natural por parte de nuestro país pero esto no afecta el cálculo de los volúmenes de hidrocarburos líquidos que se deberán satisfacer, ya que del requerimiento total de energía que deberán aportar los hidrocarburos se deduce el consumo programado de gas natural (sin importar de que manera se satisface éste).

Lo anterior no implica que se deba renunciar a realizar el esfuerzo necesario para ser autosuficientes en la producción del gas natural para consumo interno y, de hecho, este es uno de los principales retos planteados para el futuro, proponiendo en el capítulo siguiente el desarrollo de campos necesario para alcanzar tal fin.

Tabla 26
Aportación necesaria de los hidrocarburos al CIE
(Petajoules)

Año	Requerimientos totales		Fuentes alternas ¹	Importación de energía ¹	Requerimientos de los hidrocarburos	
	Máximo	Mínimo			Máximo	Mínimo
1997	5,987	5,987	991	278	4,718	4,718
1998	6,154	6,154	991	278	4,884	4,884
1999	6,338	6,251	996	278	5,064	4,978
2000	6,540	6,349	995	278	5,266	5,075
2001	6,749	6,446	995	278	5,476	5,172
2002	6,967	6,542	995	278	5,694	5,268
2003	7,194	6,637	995	278	5,921	5,364
2004	7,431	6,733	995	278	6,157	5,459
2005	7,677	6,827	995	278	6,404	5,554
2006	7,934	6,921	1,016	278	6,641	5,627
2007	8,202	7,014	1,016	278	6,909	5,720
2008	8,420	7,091	1,016	278	7,126	5,797
2009	8,645	7,169	1,016	278	7,351	5,875
2010	8,878	7,248	1,016	278	7,584	5,954
2011	9,118	7,308	1,016	278	7,825	6,014
2012	9,368	7,368	1,016	278	8,074	6,075
2013	9,625	7,429	1,016	278	8,332	6,136
2014	9,892	7,491	1,016	278	8,599	6,197
2015	10,169	7,553	1,016	278	8,875	6,259
2016	10,424	7,615	1,016	278	9,130	6,322
2017	10,686	7,679	1,016	278	9,393	6,385
2018	10,957	7,742	1,016	278	9,663	6,449
2019	11,236	7,807	1,016	278	9,942	6,513
2020	11,524	7,872	1,016	278	10,230	6,578
2021	11,820	7,923	1,016	278	10,526	6,629
2022	12,125	7,974	1,016	278	10,832	6,680
2023	12,440	8,026	1,016	278	11,147	6,732
2024	12,765	8,078	1,016	278	11,471	6,784
2025	13,099	8,130	1,016	278	11,806	6,836
2026	13,444	8,183	1,016	278	12,151	6,889
2027	13,800	8,236	1,016	278	12,506	6,942
2028	14,167	8,289	1,016	278	12,873	6,996
2029	14,545	8,343	1,016	278	13,251	7,050
2030	14,935	8,398	1,016	278	13,641	7,104

Un aspecto fundamental para la interpretación de los resultados es mencionar que el método no considera la quema de gas (excepto en los años 1997 y 1998 donde se utilizan para deducir los consumos reales) ya que un objetivo inmediato debe ser la cancelación de esta práctica. Este factor no afectaría en términos volumétricos, tampoco, al cálculo de los hidrocarburos líquidos necesarios pero sí a los volúmenes requeridos para ser autosuficientes en materia de gas natural.

Tabla 27
Consumos esperados de gas natural (MMpcd)

Año	Escenario Base	Escenario Alternativo
1997 ^a	3,431	3,431
1998 ^a	3,630	3,630
1999	4,919	4,768
2000	4,880	4,649
2001	5,855	5,390
2002	6,254	5,815
2003	6,705	6,157
2004	7,203	6,574
2005	7,754	6,999
2006	8,221	7,301
2007	8,665	7,645

^a *Consumos reales de gas natural (Memoria de labores 1998 de PEMEX) (Producción – quema – exportación – condensación)*
Fuente: *Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007 (excepto 1997 y 1998)*

Estructura del aporte de los hidrocarburos al CIE

Los elementos que deben satisfacer el aporte de los hidrocarburos al CIE son:

- Petróleo crudo
- Condensados
- Líquidos de plantas
- Gas asociado
- Gas no asociado

El petróleo crudo es el elemento más valioso en el inventario petrolero nacional. Esta afirmación se sustenta en los volúmenes de reserva existentes, la demanda interna de productos derivados de éste y la factibilidad de exportarlo. Exceptuando al gas no asociado (y sus líquidos), los otros elementos mencionados en la lista anterior dependen en mayor o menor medida del petróleo crudo. La estructura energética nacional está conformada para ser una gran consumidora de petróleo crudo (en cualquiera de sus derivados), lo cual provoca una alta dependencia de este hidrocarburo.

Los condensados del gas son hidrocarburos líquidos que se forman al pasar el gas de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento a las condiciones de superficie y manejo. La condensación se puede dar en diversas fases (en el pozo, al llegar a la superficie, en ductos, etc.) pero la denominación de “condensados” se le asigna a los líquidos que se puedan formar antes de su llegada a plantas.

Los líquidos productos de los procesos que sufre el gas en las plantas, se denominan líquidos de plantas.

Los condensados y los líquidos de plantas son una parte del gas que originalmente se extrajo del yacimiento, cuyo volumen es conocido como gas a boca de pozo. El gas que finalmente se obtiene como tal, se conoce como gas residual y es seco y dulce. El gas a boca de pozo (de donde se obtendrá el gas seco) se obtiene como gas asociado y gas no asociado.

Como ya se mencionó, el gas asociado es el que se produce al extraer petróleo crudo, es decir, se produce “asociado” al crudo. Por su parte el gas no asociado es aquel que se produce de manera ajena al crudo (aunque se presenten fenómenos de condensación y producción de líquidos de plantas), es decir, la producción de estos yacimientos será principalmente de gas seco.

Ahora bien para analizar los resultados presentados a lo largo del capítulo es conveniente recordar que al producir petróleo crudo (que se insiste, es el producto más importante y necesario de los hidrocarburos) se produce una cantidad de gas asociado. Esta cantidad de gas depende de las características particulares de cada yacimiento y de las condiciones de explotación, pero es importante aclarar que la única influencia sobre los volúmenes a producir, depende de la cantidad de crudo a extraer.

La producción de crudo involucra una cantidad determinada de gas asociado el cual a su vez implica producciones de condensados y de líquidos de plantas (los cuales también dependen básicamente de las características de los yacimientos). Lo anterior dará como resultado una cantidad de hidrocarburos líquidos (crudo más condensados más líquidos de plantas) y una cantidad de gas seco.

La metodología propuesta es que, basándose en los requerimientos de gas de acuerdo a la información proporcionada por la secretaría de energía, se calcule la cantidad de hidrocarburos líquidos que se van a requerir. Estos hidrocarburos líquidos se calcularían restando el aporte energético del gas a la fracción del CIE que deben aportar los hidrocarburos. Lo anterior definiría la cantidad de hidrocarburos líquidos necesarios para satisfacer (junto con las fuentes alternas, la importación de energía y los consumos programados de gas natural) los CIE futuros.

Para poder alcanzar los objetivos establecidos, se requiere calcular las relaciones gas aceite (RGA), la producción de líquidos y los factores de declinación de cada región. Para lo anterior se utiliza la información reportada en la Memoria de Labores 1998 de PEMEX. Es conveniente aclarar que la RGA común es entre el aceite producido y el gas asociado a boca de pozo, sin embargo, para efectos del presente trabajo se utiliza una RGA “final” que relaciona la producción de gas seco con la de crudo.

Los factores de declinación se calculan, para las regiones Norte y Sur, tomando el período anual (de 1985 a 1998) donde se observe la mayor “caída” en la producción de petróleo crudo y gas natural. Se debe considerar que la declinación natural debe ser mayor a la calculada debido a que en los períodos analizados se perforaron pozos de desarrollo. Sin

embargo, al elegir el tipo de declinación exponencial (el más crítico que se conoce), se compensa el utilizar una declinación menor a la real. Otro aspecto importante es que este tipo de declinación ha sido durante años la más utilizada (inclusive podría denominarse como la “oficial”) para los programas de operación realizados en PEMEX.

Para el caso de las regiones marinas (Noreste y Suroeste) se propone el cálculo de la declinación a través de la utilización de sus reservas y sus producciones actuales. Esto es factible con la información disponible debido a que en estas regiones solamente se produce gas asociado. La manera de efectuar los cálculos mencionados se detallan en el capítulo siguiente.

Con los datos mencionados y los requerimientos de hidrocarburos líquidos calculados, se procede a estimar la cantidad de pozos de aceite requeridos por región de acuerdo a la aportación (igual en por ciento) a la actual de cada región.

Para el caso de la producción de gas se calculan los volúmenes de gas asociado a producir en cada región (dependiendo de las producciones de aceite) y con los requerimientos de gas proyectados por la secretaría de energía, se obtienen los requerimientos de gas no asociado para satisfacer la demanda interna.

Es muy importante puntualizar que la demanda de gas no asociado incluye las importaciones de gas natural que tiene planeadas la secretaría de energía, es decir, esta demanda deberá ser satisfecha con la producción natural de gas seco más las importaciones de dicho energético aunque, se insiste, aquí se planteará el escenario de satisfacer los requerimientos con producción nacional.

Se menciona que las proyecciones de la demanda de gas natural efectuadas por la secretaría de energía abarcan hasta el año 2007, por lo que a partir del año 2008 se plantean dos escenarios diferentes de demanda interna de gas natural los cuales se analizan a continuación.

Esquema de consumo de gas constante (en México) a partir del año 2007

La tabla 23 presenta los cálculos de hidrocarburos líquidos necesarios partiendo de la condición de que a partir del año 2008 el gas natural aporte la misma cantidad de energía que en el año 2007. Esta condición se puede interpretar como que a partir del año 2008 (extendiendo la misma hasta el año 2030) se consuma en el país la misma cantidad de gas que en el año 2007.

El protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Cambio Climático de Naciones Unidas de 1997, no aprobado aún por el congreso de los Estados Unidos, impone restricciones para la emisión de gases de efecto invernadero para los países desarrollados. El Instituto de Investigaciones de Gas (GRI)⁴³ en su edición de las proyecciones de oferta y demanda de

⁴³ U.S.A. Gas Research Institute. “GRI sees U.S. demand growing 25 year”. Oil & Gas Journal. Septiembre 28 de 1998.

gas natural de 1999, pronostica un crecimiento en la demanda de gas natural en los Estados Unidos de Norteamérica del 2 por ciento anual en promedio, alcanzando con esta tasa 32 trillones de pies cúbicos (tcf) en el año 2015, que sería el 28 por ciento del total de la oferta energética de U.S.A. (en 1997 el consumo fue de 22 tcf y comprendió el 24 por ciento de la oferta energética).

Tabla 23
Requerimientos energéticos que deberán aportar los hidrocarburos líquidos
Escenario de consumo de gas constante

Año	Aporte de hidrocarburos ¹		Consumo esperado de gas ¹ /escenario		Aporte hidrocarburos líquidos ¹		Aporte hidrocarburos líquidos ²	
	Máximo	Mínimo	Base	Alternativo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
1997*	4,718	4,718	1,455	1,455	3,262	3,262	1,538	1,538
1998*	4,884	4,884	1,540	1,540	3,344	3,344	1,577	1,577
1999	5,064	4,978	2,086	2,022	2,978	2,955	1,404	1,393
2000	5,266	5,075	2,070	1,972	3,196	3,103	1,507	1,463
2001	5,476	5,172	2,484	2,286	2,992	2,886	1,411	1,361
2002	5,694	5,268	2,653	2,467	3,041	2,802	1,434	1,321
2003	5,921	5,364	2,844	2,611	3,077	2,753	1,451	1,298
2004	6,157	5,459	3,055	2,788	3,102	2,671	1,463	1,259
2005	6,404	5,554	3,289	2,969	3,115	2,585	1,469	1,219
2006	6,641	5,627	3,487	3,097	3,154	2,530	1,487	1,193
2007	6,909	5,720	3,675	3,243	3,233	2,478	1,525	1,168
2008	7,126	5,797	3,675	3,243	3,451	2,555	1,627	1,205
2009	7,351	5,875	3,675	3,243	3,676	2,633	1,733	1,241
2010	7,584	5,954	3,675	3,243	3,909	2,712	1,843	1,279
2011	7,825	6,014	3,675	3,243	4,149	2,772	1,957	1,307
2012	8,074	6,075	3,675	3,243	4,399	2,832	2,074	1,335
2013	8,332	6,136	3,675	3,243	4,657	2,893	2,196	1,364
2014	8,599	6,197	3,675	3,243	4,923	2,955	2,321	1,393
2015	8,875	6,259	3,675	3,243	5,200	3,017	2,452	1,422
2016	9,130	6,322	3,675	3,243	5,455	3,079	2,572	1,452
2017	9,393	6,385	3,675	3,243	5,717	3,143	2,696	1,482
2018	9,663	6,449	3,675	3,243	5,988	3,206	2,823	1,512
2019	9,942	6,513	3,675	3,243	6,267	3,271	2,955	1,542
2020	10,230	6,578	3,675	3,243	6,555	3,336	3,091	1,573
2021	10,526	6,629	3,675	3,243	6,851	3,387	3,230	1,597
2022	10,832	6,680	3,675	3,243	7,156	3,438	3,374	1,621
2023	11,147	6,732	3,675	3,243	7,471	3,489	3,523	1,645
2024	11,471	6,784	3,675	3,243	7,796	3,542	3,676	1,670
2025	11,806	6,836	3,675	3,243	8,130	3,594	3,834	1,695
2026	12,151	6,889	3,675	3,243	8,475	3,647	3,996	1,719
2027	12,506	6,942	3,675	3,243	8,831	3,700	4,164	1,745
2028	12,873	6,996	3,675	3,243	9,198	3,753	4,337	1,770
2029	13,251	7,050	3,675	3,243	9,576	3,807	4,515	1,795
2030	13,641	7,104	3,675	3,243	9,966	3,861	4,699	1,821

¹ Petajoules

² Mbped

Factor de conversión de MMpcd a petajoules anuales (multiplicar por): 0.4241665

Factor de conversión de petajoules anuales a Mbped (multiplicar por): 0.4715130

El GRI también comenta que alcanzar estas metas demandará grandes inversiones continuas, un incremento significativo en la perforación y un continuo mejoramiento de las técnicas de oferta de gas.

Si el Congreso de Estados Unidos aprueba el Protocolo de Kyoto, esto obligaría a incrementar el nivel de crecimiento de la demanda de gas natural (en ese país) hasta cerca del 3 por ciento, alcanzando el volumen de los 32 tcf en, probablemente, el año 2010. Lo anterior dificultaría el que se lograra alcanzar un crecimiento en la producción de cerca de 0.8 tcf por año en U.S.A. lo cual implicaría un incremento en sus importaciones y la reducción de sus exportaciones.

Por lo expuesto este escenario de consumo de gas constante en México se justifica, ya que el país más afectado en caso de incrementarse la demanda en U.S.A. sería el nuestro. Sin embargo, es fundamental considerar que el consumo de gas difícilmente se pueda disminuir debido al cambio estructural de consumo de combustibles que se está efectuando en México (favoreciendo el uso del gas natural). Ambas consideraciones (menores facilidades para importar gas natural e imposibilidad de disminuir el consumo) provocarían que, al menos, el consumo de gas natural a partir del año 2007 se mantuviera. Los requerimientos de hidrocarburos líquidos bajo este escenario se comportarían como sigue:

PEMEX reporta un consumo de hidrocarburos líquidos en 1998 de 1,660 Mbd que combinado con las proyecciones de que en el año 2010 se podrían consumir entre 1,843 Mbd (en el escenario base) y 1,279 Mbd (en el escenario mínimo) registra un crecimiento muy poco significativo del consumo (en el mejor de los casos alcanzaría un 11.02 por ciento mientras que el CIE observaría un crecimiento del 48 por ciento). Para el año 2020 los requerimientos oscilarían entre 3,091 y 1,573 Mbd, mientras que en el año 2030 se estarían demandando entre 4,699 y 1,821 Mbd. Es sumamente significativo que el límite inferior de la banda no sufra cambios en el orden de magnitud en un período de 30 años, mientras que el límite superior de la banda prácticamente triplica, en el año 2030, el valor actual del consumo actual de hidrocarburos líquidos.

Otro punto de referencia importante es que en 1985 se consumieron en el país 1,201 Mbd de hidrocarburos líquidos, lo que indica que el crecimiento fue del 38 por ciento en 13 años, a pesar de que el desarrollo económico fue prácticamente nulo, indicando esta situación que el crecimiento se debió al desarrollo demográfico. El crecimiento del CIE en este período es aportado por los hidrocarburos, mencionando lo anterior para mostrar que en los próximos 12 años (año 2010) independientemente del rumbo económico, existirá crecimiento del CIE (y por ende del consumo de los hidrocarburos) el cual será aportado básicamente por el gas (cuyo crecimiento programado en este escenario sería del 117 por ciento).

Esquema de consumo de gas creciente a partir del año 2007

La tabla 24 muestra los resultados obtenidos bajo este esquema. La interpretación que se le puede dar a éste es que la contribución porcentual del gas aportada en el año 2007 se mantendrá en los años futuros. Combinando los pronósticos oficiales de consumo para el año 2007, con los del CIE propuestos en el presente trabajo, se observa que el gas aportaría

el 54.16 por ciento de la energía que deberán suministrar los hidrocarburos (en el escenario base). La propuesta es que para los años posteriores (del 2008 al 2030) el gas continúe aportando el mismo porcentaje de lo que deberían aportar los hidrocarburos en su conjunto. El mismo razonamiento para el escenario alternativo arrojaría un 57.91 por ciento de aportación energética del gas.

Tabla 24
Requerimientos energéticos que deberán aportar los hidrocarburos líquidos
(Escenario de consumo de gas creciente)

Año	Aporte de hidrocarburos ¹		Consumo esperado de gas ¹ /escenario		Aporte hidrocarburos líquidos ¹		Aporte hidrocarburos líquidos ²	
	Máximo	Mínimo	Base	Alternativo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
1998*	4,884	4,884	1,540	1,540	3,344	3,344	1,577	1,577
1999	5,064	4,978	2,086	2,022	2,978	2,955	1,404	1,393
2000	5,266	5,075	2,070	1,972	3,196	3,103	1,507	1,463
2001	5,476	5,172	2,484	2,286	2,992	2,886	1,411	1,361
2002	5,694	5,268	2,653	2,467	3,041	2,802	1,434	1,321
2003	5,921	5,364	2,844	2,611	3,077	2,753	1,451	1,298
2004	6,157	5,459	3,055	2,788	3,102	2,671	1,463	1,259
2005	6,404	5,554	3,289	2,969	3,115	2,585	1,469	1,219
2006	6,641	5,627	3,487	3,097	3,154	2,530	1,487	1,193
2007	6,909	5,720	3,675	3,243	3,233	2,478	1,525	1,168
2008	7,126	5,797	3,791	3,286	3,335	2,511	1,573	1,184
2009	7,351	5,875	3,911	3,330	3,440	2,545	1,622	1,200
2010	7,584	5,954	4,035	3,375	3,549	2,579	1,674	1,216
2011	7,825	6,014	4,163	3,409	3,662	2,605	1,727	1,228
2012	8,074	6,075	4,295	3,443	3,779	2,631	1,782	1,241
2013	8,332	6,136	4,433	3,478	3,899	2,658	1,839	1,253
2014	8,599	6,197	4,574	3,513	4,024	2,684	1,898	1,266
2015	8,875	6,259	4,721	3,548	4,154	2,711	1,958	1,278
2016	9,130	6,322	4,857	3,584	4,273	2,738	2,015	1,291
2017	9,393	6,385	4,997	3,619	4,396	2,766	2,073	1,304
2018	9,663	6,449	5,141	3,656	4,523	2,793	2,132	1,317
2019	9,942	6,513	5,289	3,692	4,653	2,821	2,194	1,330
2020	10,230	6,578	5,442	3,729	4,788	2,849	2,257	1,343
2021	10,526	6,629	5,600	3,758	4,926	2,871	2,323	1,354
2022	10,832	6,680	5,762	3,787	5,069	2,894	2,390	1,364
2023	11,147	6,732	5,930	3,816	5,217	2,916	2,460	1,375
2024	11,471	6,784	6,103	3,846	5,369	2,939	2,531	1,386
2025	11,806	6,836	6,281	3,875	5,525	2,961	2,605	1,396
2026	12,151	6,889	6,464	3,905	5,687	2,984	2,681	1,407
2027	12,506	6,942	6,653	3,935	5,853	3,007	2,760	1,418
2028	12,873	6,996	6,848	3,966	6,025	3,030	2,841	1,429
2029	13,251	7,050	7,050	3,996	6,202	3,054	2,924	1,440
2030	13,641	7,104	7,257	4,027	6,384	3,077	3,010	1,451

1 Petajoules

2 Mbped

Factor de conversión de MMpcd a petajoules anuales (multiplicar por): 0.4241665

Factor de conversión de petajoules anuales a Mbped (multiplicar por): 0.4715130

Con estas proporciones de aportación entre el gas y los hidrocarburos líquidos se registra para el año 2010 un margen de requerimientos de estos últimos entre 1,674 y 1,216 Mbd, para el año 2020 sería entre 2,257 y 1,343 Mbd, y ubicándose en el 2030 entre 3,010 y 1,451 Mbd.

Diferencias en la demanda futura de hidrocarburos líquidos

En los dos apartados anteriores se han descrito de manera volumétrica los límites que alcanzarían las bandas de la demanda de hidrocarburos líquidos, sin embargo, vale la pena detallar algo más las diferencias en caso de presentarse cualquiera de los escenarios extremos, ya que al ser bastante importantes dichas diferencias, la planeación y programación del desarrollo de la industria sería otra. Se observa que para el año 2010 los volúmenes demandados de hidrocarburos líquidos, en ambos esquemas de consumo de gas, son bastantes cercanos (9 por ciento de diferencia en el escenario base y menos del 5 por ciento para el escenario mínimo). Lo anterior debido a que se consideran los mismos consumos de gas para ambos escenarios hasta el año 2007, es decir, se involucran diferentes consumos de gas a partir del año 2008. Para el año 2020 la diferencia entre ambos esquemas es de 834 Mbd para el escenario base y de 230 Mbd para el escenario mínimo. La banda alcanza, en el año 2030, una diferencia de 1,689 y 370 Mbd para ambos escenarios. Es conveniente recordar las altas probabilidades de que los requerimientos se encuentren entre estos valores, pues los escenarios planteados abarcan prácticamente cualquier posibilidad de ocurrencia en materia económica. Esta razón es lo que provoca una banda de considerable amplitud, sin embargo, el definir un escenario fijo aportaría, también, respuestas únicas.

Banda de requerimientos involucrando ambos escenarios

En la gráfica 8 (tabla 25) se observa el comportamiento esperado de la (banda) demanda de los hidrocarburos líquidos bajo los escenarios planteados.

Gráfica 8
Banda de requerimientos de hidrocarburos líquidos (Mbd)

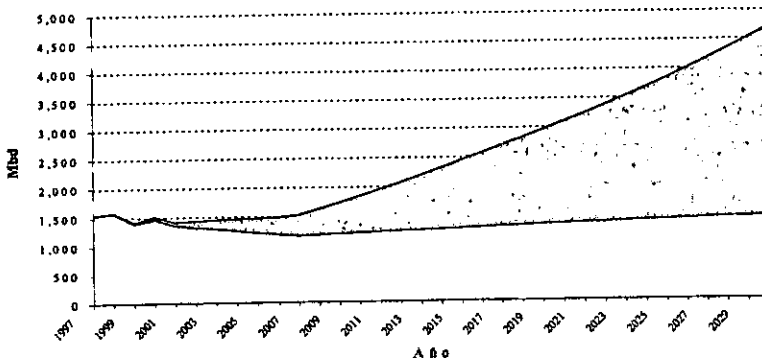


Tabla 25
Comportamiento esperado de la demanda de hidrocarburos líquidos (Mbd)

Año	Sin exportación		Con exportación	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
1997	1,538	1,538	3,269	3,269
1998	1,577	1,577	3,308	3,308
1999	1,404	1,393	3,135	3,124
2000	1,507	1,463	3,238	3,194
2001	1,411	1,361	3,142	3,092
2002	1,434	1,321	3,165	3,052
2003	1,451	1,298	3,182	3,029
2004	1,463	1,259	3,194	2,990
2005	1,469	1,219	3,200	2,950
2006	1,487	1,193	3,218	2,924
2007	1,525	1,168	3,256	2,899
2008	1,627	1,184	3,358	2,915
2009	1,733	1,200	3,464	2,931
2010	1,843	1,216	3,574	2,947
2011	1,957	1,228	3,688	2,959
2012	2,074	1,241	3,805	2,972
2013	2,196	1,253	3,927	2,984
2014	2,321	1,266	4,052	2,997
2015	2,452	1,278	4,183	3,009
2016	2,572	1,291	4,303	3,022
2017	2,696	1,304	4,427	3,035
2018	2,823	1,317	4,554	3,048
2019	2,955	1,330	4,686	3,061
2020	3,091	1,343	4,822	3,074
2021	3,230	1,354	4,961	3,085
2022	3,374	1,364	5,105	3,095
2023	3,523	1,375	5,254	3,106
2024	3,676	1,386	5,407	3,117
2025	3,834	1,396	5,565	3,127
2026	3,996	1,407	5,727	3,138
2027	4,164	1,418	5,895	3,149
2028	4,337	1,429	6,068	3,160
2029	4,515	1,440	6,246	3,171
2030	4,699	1,451	6,430	3,182

Es fundamental notar que el consumo de éstos a lo más que aspira es a mantenerse cerca de los niveles actuales al menos hasta el año 2009 donde, en el mejor de los casos, se vuelve a colocar por encima de los 1,660 Mbd que se consumieron en 1998. En el caso del escenario mínimo, el consumo de hidrocarburos líquidos no alcanzaría su nivel actual ni siquiera en el año 2030, lo cual es entendible por las condiciones de dicho escenario: una elevada penetración del gas natural y bajo crecimiento económico y demográfico.

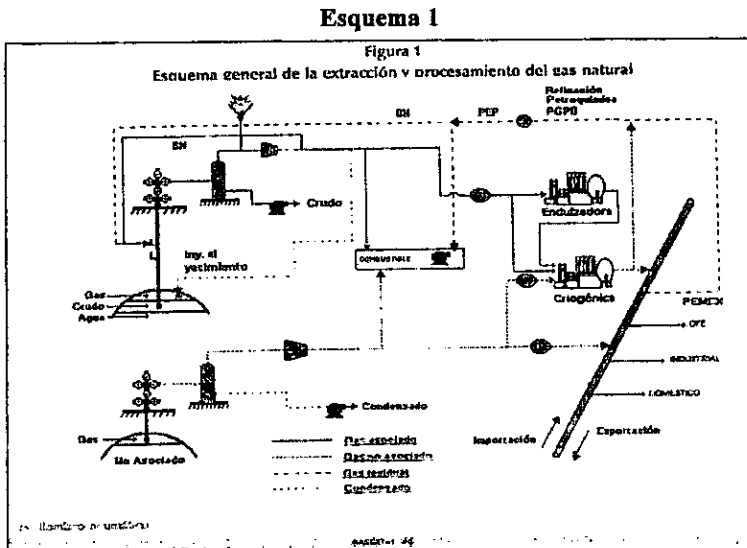
9. Desarrollo de campos

“La actividad de perforación de pozos suele consumir la mayor parte de los cuantiosos recursos financieros que se destinan al negocio de la exploración y producción del petróleo”.⁴⁴ Quien conozca la industria petrolera estará de acuerdo con la afirmación anterior, por lo que es fundamental tratar de establecer el número de pozos a perforar para satisfacer la demanda futura de hidrocarburos líquidos.

Para efectuar el análisis del desarrollo de campos se parte de las siguientes premisas:

- 1) Todos los campos declinan.
- 2) Los ritmos de producción y de declinación, así como las RGA dependen, básicamente, de las características propias de los yacimientos. En este trabajo se toman los mismos valores para todos los pozos en cada región. Lo anterior indica homogeneidad en todos los yacimientos y pozos de la misma región.
- 3) Se asignan valores de ritmos de producción inicial por pozo de acuerdo a la región donde se ubican.

Antes de mencionar las consideraciones realizadas (en cada región), se presenta el esquema 1 donde se observa el ciclo que sigue el gas natural.



Tomado de la *Prospectiva de Gas Natural 1998-2007*

⁴⁴ Solórzano Zenteno, L. Napoleón. “Criterios de rentabilidad económica para la administración de empresas petroleras de exploración y producción”. Fotolitográfica Argo, S.A. 1996, página 42

A continuación se definen los procedimientos de cálculo de las variables requeridas.

Factores de encogimiento y gas-líquido en el proceso del gas natural

Debido a que no se encuentra disponible al público la información del gas seco y de los hidrocarburos líquidos que aportó cada región, se propone realizar los cálculos de los factores de encogimiento y gas-líquido a partir de las producciones de 1998. En la tabla 26 se consignan los datos necesarios para efectuar los cálculos mencionados.

En primer lugar se plantea: a la producción de gas se le deduce la quema existente actual y el gas directo a ductos (aquel que es prácticamente seco y dulce, y que no requiere de proceso alguno para ser comercializado por lo que se inyecta directamente a los ductos de transporte y distribución), obteniendo el flujo de gas que se le entrega a PGPB. Otro aspecto importante a considerar es la condensación en ductos (283 MMpcd) que generan 95 Mbd de condensados, ya que este encogimiento del gas sucede en el transporte del gas húmedo y amargo antes de su llegada a las plantas. Con lo anterior se obtiene una producción neta de gas húmedo y amargo de 3,144 MMpcd que, a su vez, genera una producción de gas residual (seco y dulce).

Tabla 26
Producciones de hidrocarburos en 1998

Datos globales de producción de gas, condensados y líquidos de plantas.	
Condensación en ductos = 283	MMpcd
Condensados = 95	Mbd
Producción de gas = 4791	MMpcd
Quema de gas = 765	MMpcd
Producción de gas sin quema = 4026	MMpcd
Gas directo a ductos = 599	MMpcd
Gas húmedo antes de condensación = 3427	MMpcd
Flujo real de gas a PGPB = 3144	MMpcd
Gas amargo y húmedo a plantas ¹ = 3570	MMpcd
Condensados y líquidos de plantas = 429	Mbd
Gas residual = 2816	MMpcd
Líquidos de plantas = 334	Mbd

Fuente: Memoria de labores de PEMEX, 1998

El volumen mencionado de 3,144 MMpcd se diferencia del volumen que reporta PGPB (3,570 MMpcd) debido a que éste último incluye el gas de bombeo neumático en los yacimientos nacionales (que solamente se recircula pero que, al volver a mezclarse con los

hidrocarburos en el pozo, requiere de procesamiento en plantas). Es importante notar que el volumen de gas húmedo y amargo que genera los 2,816 MMpcd de gas residual es originalmente de 3,570 MMpcd.

Con la información anterior se efectúan los cálculos (ilustrados a continuación) de los factores buscados. Cabe aclarar que dichos factores de condensación y encogimiento se obtienen a partir de las producciones globales del sistema petrolero nacional, ya que no se cuenta con la información segregada por región.

Cálculo del factor gas/condensado:

$$F_{gc} = \frac{\text{Condensación en ductos}}{\text{Total de condensados}}$$

$$F_{gc} = 2,978.9 \text{ pc/b}$$

Cálculo del factor de encogimiento:

$$F_{\text{encogimiento}} = \frac{\text{Condensación en ductos}}{\text{Producción neta de gas}}$$

$$F_{\text{encogimiento}} = 7.93 \%$$

Cálculo del factor de encogimiento en plantas:

$$F_{\text{encogimiento en plantas}} = \frac{\text{Gas a plantas} - \text{Gas residual}}{\text{Gas a plantas}}$$

$$F_{\text{encogimiento en plantas}} = 21.12 \%$$

Cálculo del factor gas plantas/líquido:

$$F_{gp/l} = \frac{\text{Gas húmedo y amargo a plantas} - \text{Gas residual}}{\text{Líquidos de plantas}}$$

$$F_{gp/l} = 2,257.5 \text{ pc/b}$$

Así mismo se asignan (a criterio propio ya que no se cuenta con información pública en este sentido, aunque los técnicos manejan la información a detalle) los porcentajes de la quema de gas y de condensación en ductos de cada región para poder efectuar los cálculos regionales, los cuales se plasman en la tabla 27.

Tabla 27

Quema y condensación en ductos de gas por región (MMpcd)		
Región	Quema de gas	Condensación en ductos
RMNE	505	45
RMSO	130	178
RS	130	59
Total	765	283

Producciones finales por región

De la tabla 28 a la tabla 31 se ilustran los cálculos de producciones finales por producto de cada una de las regiones petroleras del país si no se hubiera quemado gas, así como el de tres factores más que son:

- 1) El factor de líquidos (FL), expresa el volumen de líquidos (condensados más líquidos de plantas) que se generan a partir de la producción de un barril de crudo;
- 2) El factor de gas no asociado (FGNA) que indica el volumen de líquidos generados a partir de cada pie cúbico de gas no asociado; y
- 3) El factor de conversión de gas natural a gas seco y que indica la cantidad de gas seco que se obtiene por cada pie cúbico de gas natural no asociado.

Con los factores descritos se modifican (por región) los requerimientos de hidrocarburos líquidos a crudo y la cantidad de gas natural que se requeriría para cubrir la demanda de gas seco.

Tabla 28

Producciones finales en la RMNE	
Crudo	= 1,642 Mbd
Gas asociado	= 686 MMpcd
Quema de gas	= 0 pcd
Condensación de gas	= 45.280 MMpcd
Gas asociado neto	= 640.720 MMpcd
Gas no asociado	= 0 pcd
Derivados del gas asociado	
Gas húmedo y amargo a plantas	= 589.929 MMpcd
Condensados	= 17.050 Mbd
Gas seco	= 465.333 Mmpcd
Líquidos de plantas	= 55.192 Mbd

Tabla 29

Producciones finales de la RMSO

Crudo = 716 Mbd
Gas asociado = 1,000 MMpcd
Quema de gas = 0 pcd
Condensación de gas = 178.290 MMpcd
Gas asociado neto = 821.710 MMpcd
Gas no asociado = 0 pcd

Derivados del gas asociado

Gas húmedo y amargo a plantas = 756.572 MMpcd
Condensados = 21.866 Mbd
Gas seco = 596.780 Mmpcd
Líquidos de plantas = 70.783 Mbd

Tabla 30

Producciones finales de la RS

Crudo = 621 Mbd
Gas asociado = 1,888 MMpcd
Quema de gas = 0 pcd
Condensación de gas = 59.430 MMpcd
Gas asociado neto = 1,828.570 MMpcd
Gas no asociado = 179 MMpcd

Derivados del gas asociado

Gas húmedo y amargo a plantas = 1,683,616 MMpcd
Condensados = 48.659 Mbd
Gas seco = 1,328.029 Mmpcd
Líquidos de plantas = 157.515 Mbd

Derivados del gas no asociado

Gas húmedo y amargo a plantas = 164.810 MMpcd
Condensados = 4.763 Mbd
Gas seco = 130.002 MMpcd
Líquidos de plantas = 15.419 Mbd

Tabla 31

Producciones finales de la RN	
Crudo =	92 Mbd
Gas asociado =	130 MMpcd
Quema de gas =	0 pcd
Condensación de gas =	73.580 MMpcd
Gas asociado neto =	56.420 MMpcd
Gas no asociado =	908 MMpcd
Derivados del gas asociado	
Gas húmedo y amargo a plantas =	51.947 MMpcd
Condensados =	1.501 Mbd
Gas seco =	40.976 Mmpcd
Líquidos de plantas =	4.860 Mbd
Derivados del gas no asociado	
Gas húmedo y amargo a plantas =	836.021 MMpcd
Condensados =	24.162 Mbd
Gas seco =	659.450 MMpcd
Líquidos de plantas =	78.216 Mbd

Por otro lado la tabla 32 ofrece las producciones finales de cada producto, así como la diferencia entre los cálculos aquí presentados y los valores reportados en la "Memoria de Labores 1998 de PEMEX" con lo que se observa que ambos son bastante cercanos pudiendo ubicar las diferencias en los productos derivados del gas de bombeo neumático.

Tabla 32
Resultados de producción de 1998

	<u>CALCULADO¹</u>	<u>REPORTADO²</u>	<u>DIFERENCIA</u>
Gas húmedo y amargo a plantas	= 3,378,538,807	3,427,000,000	1.41%
Condensados	= 97,646	95,000	-2.78%
Gas seco	= 2,664,976,269	2,816,000,000	5.36%
Líquidos de plantas	= 316,087	334,000	5.36%
Condensados + Líquidos de plantas	= 413,733	429,000	3.56%

¹ Calculado con las consideraciones planteadas

² Reportado en la "Memoria de labores de PEMEX, 1998"

Otra consideración es: por sus características el gas no asociado producido en México prácticamente no genera condensados pero debido a que para el cálculo de los factores de encogimiento se utilizaron los valores globales (de gas y condensados) se le tiene que asignar una proporción de la producción de los mismos.

Relación Gas-Aceite final

La RGA (como ya se definió en capítulos anteriores) indica cuanto gas natural se produce junto a cada barril de crudo. Sin embargo, para efectos del presente trabajo es conveniente utilizar la que relaciona al gas seco (sin condensados ni líquidos de plantas) con la producción de crudo. Lo anterior debido a que parte del gas producido se convierte en hidrocarburos líquidos a través de los condensados y los líquidos de plantas. Esto ocasiona que el gas sufra el "encogimiento" mencionado en la sección anterior, por lo que la cantidad final de gas seco es menor al volumen producido a boca de pozo. La definición de esta RGA "final" es importante porque relaciona los dos productos (gas seco y crudo) que se necesitan para realizar el análisis energético integral. No se debe perder de vista que la manera de utilizar el gas como combustibles es que sea seco y dulce.

Declinaciones regionales

Las declinaciones de aceite (ya que aquí no se produce gas no asociado) para las regiones Norte y Sur se calcularon observando la mayor caída de producción en un año entre 1985 y 1998, considerando que en dicho período existió la perforación de pozos de desarrollo por lo que se concluye que la declinación real es mayor a la calculada. Lo anterior se compensa parcialmente por el hecho de que a todos los yacimientos se les asigna la declinación exponencial que es la más drástica de las que se conocen.

Resumiendo lo anterior: se reconoce que la declinación real es mayor a la calculada pero el comportamiento de la misma será, muy probablemente, menor al asumido. La manera de calcular el coeficiente de declinación exponencial "b" para un período de un año es:⁴⁵

$$b = -\ln\left(\frac{q}{q_0}\right) \quad (9.1)$$

donde

q = producción al final del período

q_0 = producción al inicio del período

Basados en lo anterior se puede, una vez conocido el factor de declinación, calcular la producción futura después de "t" número de períodos partiendo de una producción inicial q_0 (que sería la producción actual), a través de:

$$q = q_0 e^{-bt} \quad (9.2)$$

⁴⁵ Ibidem, página 46

Por su parte la declinación para las regiones marinas se calcula a través de:

$$Re = \frac{q_0}{b} \quad (9.3)$$

donde

Re = Reservas de hidrocarburos

q₀ = Ritmo de producción actual

b = Factor de declinación

Los factores de declinación se ilustran en la tabla 33 de acuerdo a los procedimientos definidos para cada región.

El otro factor necesario para analizar los requerimientos de desarrollo de campos es la producción original por pozo, la cual es propuesta basándose en comportamientos de pozos conocidos de las diferentes regiones.

Todos estos datos técnicos están perfectamente definidos para cada campo productor por lo que en caso de efectuar un desarrollo detallado de algún campo o región se pueden utilizar datos más precisos lo cual redundaría en una mayor exactitud en los cálculos.

Tabla 33

Declinación continua y nominal por región

Cálculos efectuados con la metodología descrita para cada región				
	Hidrocarburos totales			
	Reservas (MMb)	q₀ (Mbpce)	b	d
Región Marina Noreste	13,278	649,408	4.89%	4.77%
	Hidrocarburos totales			
	Reservas (MMb)	q₀ (Mbpce)	b	d
Región Marina Suroeste	1,834	334,340	18.23%	16.66%
	Producción Aceite (Mbd)			
	1985	1986	b	d
Región Sur	804	750	6.95%	6.72%
	Producción Aceite (Mbd)			
	1987	1988	b	d
Región Norte	115	104	10.05%	9.57%

Región Marina Noreste

La región Marina Noreste aportó a la producción nacional durante 1998, un promedio de 1,642 Mbd de petróleo crudo (53.47 por ciento del total nacional) y 686 MMpcd de gas natural (14.32 por ciento de la producción en el país). Lo anterior arroja una RGA de 418 pc/b a boca de pozo y, debido a que la producción de gas seco alcanzaría (sin incluir la quema) los 465 MMpcd, la RGA final es de 283 pc/b.

En esta región la declinación de aceite tiene un coeficiente de declinación continua de 4.89 por ciento. En cuanto al gas se menciona que en la RMNE no se produce gas no asociado por lo que la producción de gas depende directamente de la de aceite. Se propone asignar a los pozos de esta región una producción inicial (q_0) de 4000 b/d.

En lo tocante a reservas probadas de crudo la RMNE contiene el 48.3 por ciento del total nacional y el 43.6 por ciento de las reservas totales de los mismos. En lo que respecta a reservas totales de hidrocarburos la RMNE contiene el 34.09 por ciento.

Región Marina Suroeste

La producción de aceite alcanzó en 1998 un promedio de 716 Mbd (23.31 por ciento del total) y la de gas asociado 1000 MMpcd (20.87 por ciento de la producción nacional de gas natural). Esto arroja una RGA de 1,397 pc/b a boca de pozo. Sin embargo, la RGA final alcanza los 833 pc/b debido a los factores mencionados (disminución del gas por los condensados y los líquidos de plantas).

Debido a que en la RMSO no se produce gas no asociado solo se analiza el factor de declinación del aceite el cual asciende a 18.23 por ciento. Finalmente se menciona que la q_0 propuesta para esta región es de 3000 b/d.

A las reservas de hidrocarburos del país la RMSO aporta el 5.52 por ciento de las probadas y el 8.21 por ciento de las totales de hidrocarburos líquidos. En lo referente a las reservas totales de hidrocarburos esta región contiene el 7.76 por ciento.

Región Sur

Aquí la producción de aceite alcanzó un 20.23 por ciento de la producción nacional (621 Mbd) mientras que la producción de gas fue del 43.14 por ciento del total nacional (1,888 MMpcd de gas asociado y 179 MMpcd de gas no asociado). Con esta información se calcula una RGA a boca de pozo de 3,040 pc/b, mientras que la RGA final alcanza un valor de 2,139 pc/b.

La declinación de aceite fue del 6.95 por ciento en el período 1985-1986 y la de gas no asociado de 7.01 por ciento entre 1997-1998. El ritmo de producción original de aceite por

pozo se plantea en $q_0=1,000$ b/d, mientras que la producción original de gas no asociado se propone como $q_g= 5,000,000$ pcd.

La RS guarda el 21.63 y el 17.97 por ciento de las reservas probadas y totales de hidrocarburos líquidos respectivamente, mientras que el 18.55 por ciento de las reservas totales de hidrocarburos yace aquí.

Región Norte

En este caso las producciones de aceite y gas representaron el 3 y 21.67 por ciento respectivamente de los totales nacionales con producciones de 92 Mbd de aceite y 1,038 MMpcd de gas (130 MMpcd de asociado y 908 MMpcd de no asociado). Por lo tanto la RGA a boca de pozo fue de 1,413 pc/b, mientras la RGA final fue de 445 pc/b.

En lo tocante a las declinaciones anuales de aceite y gas no asociado se obtuvieron coeficientes de 10.05 y 7.73 por ciento respectivamente en el período 1987-1988 para ambos casos.

Las producciones originales por pozo se proponen en $q_0=100$ b/d para el aceite y de $q_g= 5,000,000$ pcd para el gas no asociado.

La importancia de la RN en cuanto a las reservas de hidrocarburos líquidos se percibe al definir que aquí se ubica el 27.84 por ciento de las reservas nacionales probadas de hidrocarburos líquidos y el 33.27 por ciento de las reservas totales de los mismos. Sin embargo, y debido a los ricos yacimientos gaseros y a la zona de Chicontepec, el 39.59 por ciento de las reservas totales de hidrocarburos se ubica en la RN con lo que se observa claramente que el mayor porcentaje de reservas del país se ubica en esta región.

Programas de desarrollo de campos

Actualmente la aportación de los hidrocarburos líquidos por región es como sigue:

- La RMNE aporta el 48.8 por ciento
- La RMSO el 23.7 por ciento
- La RS el 22.3 por ciento
- La RN complementa la producción con el 5.2 por ciento

Respetando los resultados obtenidos en los capítulos anteriores y utilizando el mismo concepto de una banda de valores con un máximo y un mínimo se propone un modelo de desarrollo de campos por región donde se trabaja con el esquema de operación siguiente:

Se trabaja respetando el porcentaje de aportación actual de hidrocarburos líquidos.

Se efectúa el análisis bajo el esquema de aportación actual porque cambiar de manera sustantiva el volumen de hidrocarburos que aporta una región (sustituyéndola por la aportación de otra) es una tarea que llevaría tiempo y una considerable cantidad de recursos. En virtud de la escasez de ambos elementos, se considera que modificar la estructura de aportaciones actual sería una meta inalcanzable en el corto plazo, por lo que independientemente de la conveniencia o no de la aportación actual de las regiones, esta tendencia se mantendrá por varios años.

Para efectuar los cálculos de la producción “declinada” al término de un año se aplica la fórmula (10.2) con “ $t = 1$ ” y con q_0 igual a la producción de inicio del año. Para ilustrar lo anterior se calcula la producción promedio de crudo de 1999 en la RMNE, donde $q_0 = 1,642$ Mbd (que es la producción de 1998) y un factor de declinación $b = 4.89$ por ciento. Con estos datos se obtiene una producción “declinada” para 1999 de 1,564 Mbd.

A la producción que debe aportar esta región para satisfacer los requerimientos de crudo a nivel nacional se le resta esta producción con declinación calculada en el párrafo anterior y, si el resultado es positivo, se divide esta diferencia entre la producción original de los pozos de la RMNE (en este caso 4,000 b/d) y esta operación nos dará el número de pozos de desarrollo que hay que perforar con éxito. En caso de que la resta sea de signo negativo indicaría que la región está aportando más hidrocarburos líquidos de los que le corresponde por lo que no hay que perforar en ella pozos de desarrollo.

Esta metodología se aplica para cada región y se calculan los números mínimo y máximo de pozos que se deben perforar para satisfacer los requerimientos nacionales de hidrocarburos líquidos.

Aportaciones regionales futuras

A partir de la tabla 23 (presentada en el capítulo anterior) donde se registran los valores máximo y mínimo de demanda de hidrocarburos líquidos para cada año (incluyendo todos los escenarios planteados), se le asigna a cada región un porcentaje de aportación, idéntico al actual, en los años futuros.

Bajo este criterio se desarrolla la tabla 34 donde se le asigna a cada región su responsabilidad de aportación en los años por venir (incluyendo en el cálculo el factor de líquidos de cada una de ellas por lo cual lo que se registra es la producción de crudo que deben satisfacer).

Tabla 34

Aportación de crudo que deberá cubrir cada región (Mbd)

Año	Requerimientos totales de crudo		Perfil esperado para alcanzar el máximo demandado				Perfil esperado para alcanzar el mínimo demandado			
	Máximo	Mínimo	RMNE	RMSO	RS	RN	RMNE	RMSO	RS	RN
1997	2,910	2,910	1,543	684	593	90	1,543	684	593	90
1998	2,944	2,944	1,562	692	600	91	1,562	692	600	91
1999	2,790	2,781	1,480	656	568	86	1,475	653	567	86
2000	2,882	2,843	1,529	677	587	89	1,508	668	579	88
2001	2,796	2,752	1,483	657	570	87	1,460	647	561	85
2002	2,817	2,717	1,494	662	574	87	1,441	638	553	84
2003	2,832	2,696	1,502	665	577	88	1,430	633	549	83
2004	2,843	2,662	1,508	668	579	88	1,412	625	542	82
2005	2,848	2,626	1,511	669	580	88	1,393	617	535	81
2006	2,864	2,603	1,519	673	584	89	1,380	611	530	81
2007	2,898	2,581	1,537	681	590	90	1,369	606	526	80
2008	2,989	2,595	1,585	702	609	92	1,376	610	529	80
2009	3,083	2,609	1,635	724	628	95	1,384	613	531	81
2010	3,181	2,623	1,687	747	648	98	1,391	616	534	81
2011	3,282	2,634	1,741	771	669	102	1,397	619	537	82
2012	3,387	2,645	1,796	796	690	105	1,403	621	539	82
2013	3,495	2,656	1,854	821	712	108	1,409	624	541	82
2014	3,607	2,667	1,913	847	735	112	1,415	627	543	83
2015	3,723	2,679	1,975	875	758	115	1,421	629	546	83
2016	3,830	2,690	2,031	900	780	119	1,427	632	548	83
2017	3,940	2,701	2,090	926	803	122	1,433	635	550	84
2018	4,054	2,713	2,150	952	826	125	1,439	637	553	84
2019	4,171	2,725	2,212	980	850	129	1,445	640	555	84
2020	4,292	2,737	2,276	1,008	874	133	1,451	643	557	85
2021	4,416	2,746	2,342	1,037	900	137	1,456	645	559	85
2022	4,544	2,755	2,410	1,068	926	141	1,461	647	561	85
2023	4,676	2,764	2,480	1,099	953	145	1,466	649	563	86
2024	4,812	2,774	2,553	1,131	980	149	1,471	652	565	86
2025	4,953	2,783	2,627	1,164	1,009	153	1,476	654	567	86
2026	5,098	2,793	2,704	1,198	1,038	158	1,481	656	569	86
2027	5,247	2,803	2,783	1,233	1,069	162	1,487	658	571	87
2028	5,401	2,812	2,865	1,269	1,100	167	1,492	661	573	87
2029	5,560	2,822	2,949	1,306	1,133	172	1,497	663	575	87
2030	5,723	2,832	3,036	1,345	1,166	177	1,502	665	577	88
Total	128,887	92,671	68,362	30,281	26,257	3,988	49,153	21,772	18,879	2,868
%	-	-	53.0	23.5	20.4	3.1	53.0	23.5	20.4	3.1

La tabla 35 ilustra el número de pozos de desarrollo necesarios por año y por región para satisfacer los valores de la tabla 34.

Tabla 35
Pozos de desarrollo necesarios para satisfacer los requerimientos de crudo

Año	Escenario máximo					Escenario mínimo				
	RMNE	RMSO	RS	RN	TOTAL	RMNE	RMSO	RS	RN	TOTAL
1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	20	0	31	51	0	19	0	29	48
2000	10	43	47	111	211	5	41	39	101	186
2001	7	31	22	59	119	6	30	20	56	112
2002	20	38	42	89	189	12	33	31	71	147
2003	20	38	42	88	188	15	34	33	74	156
2004	19	38	41	87	185	12	32	30	69	143
2005	19	37	40	86	182	12	32	29	67	140
2006	20	39	42	89	190	14	33	31	71	149
2007	23	40	46	96	205	14	32	31	70	147
2008	30	45	58	114	247	18	35	38	81	172
2009	32	46	60	117	255	18	35	39	81	173
2010	32	48	62	122	264	18	35	38	82	173
2011	34	50	65	125	274	18	35	38	81	172
2012	34	51	66	130	281	19	35	39	81	174
2013	36	52	68	133	289	18	36	38	82	174
2014	37	55	71	139	302	18	35	39	82	174
2015	38	56	73	142	309	19	36	38	82	175
2016	38	57	73	143	311	18	36	39	83	176
2017	39	58	74	148	319	19	36	40	83	178
2018	40	61	77	152	330	18	36	39	84	177
2019	41	62	80	156	339	19	36	39	84	178
2020	42	64	81	161	348	19	37	40	84	180
2021	44	66	84	165	359	18	36	39	84	177
2022	45	67	87	171	370	19	37	40	84	180
2023	46	70	89	175	380	19	36	39	85	179
2024	48	72	92	181	393	18	37	40	84	179
2025	49	73	94	186	402	19	37	40	85	181
2026	51	76	97	191	415	19	37	40	86	182
2027	52	79	101	197	429	19	37	40	85	181
2028	53	80	103	203	439	19	38	41	86	184
2029	56	83	106	209	454	19	37	40	87	183
2030	56	85	109	215	465	19	38	41	86	184
Total	1,111	1,780	2,192	4,411	9,494	517	1,119	1,148	2,530	5,314
%	11.7	18.7	23.1	46.5	100	9.7	21.1	21.6	47.6	100

Es muy importante notar que en el año 2000 se requerirán perforar como máximo un total de 211 pozos mientras que en el año 2030 los requerimientos serán de 465. En el caso mínimo los pozos necesarios serán de 186 en el año 2000 y 184 en el año 2030. Para el caso mínimo el número total de pozos a perforar en el período 1998-2030 sería de 5,314 mientras que para el caso máximo se hablaría de 9,494 pozos.

El factor más destacado es que el 46.5 por ciento de los pozos de desarrollo necesarios son requeridos por la región norte, el 23.1 por ciento por la región sur, el 11.7 por ciento por la marina noreste y el 18.7 por ciento por la marina suroeste (todo esto para el caso máximo). En contrapartida se observa que la contribución volumétrica de hidrocarburos de la RN es la más modesta de todas. Esto se percibe en la tabla 36 donde se pueden apreciar las

reservas adicionales necesarias de hidrocarburos líquidos de cada región para poder satisfacer el esquema planteado, ya que las reservas actuales serían necesarias para cubrir los ritmos actuales y futuros (con su declinación natural) de producción. Lo anterior se justifica en el hecho de que las reservas actuales, excepto para el caso de la región norte, son insuficientes para mantener los ritmos de producción demandados. Es conveniente recordar que el concepto de reserva se refiere a todo el tiempo de vida productiva de un yacimiento y que, teóricamente, va desde el tiempo cero hasta un tiempo infinito. Con esto se pretende resaltar el hecho de que aunque existan reservas remanentes no necesariamente serán capaces de satisfacer ritmos de producción elevados.

Tabla 36
Reservas adicionales necesarias para los pozos de desarrollo (MMb)

	Reservas adicionales necesarias para los pozos de desarrollo (caso máximo)					Reservas adicionales necesarias para los pozos de desarrollo (caso mínimo)				
	RMNE	RMSO	RS	RN	Total	RMNE	RMSO	RS	RN	Total
1999	0	118	0	11	129	0	113	0	10	124
2000	296	260	246	40	842	142	247	204	37	629
2001	203	187	114	21	526	169	180	106	20	475
2002	604	230	222	32	1,088	370	199	161	26	756
2003	598	229	219	32	1,079	443	204	171	27	845
2004	578	228	214	32	1,052	369	195	155	25	744
2005	569	225	209	31	1,033	371	194	150	24	739
2006	604	233	221	32	1,091	417	197	162	26	802
2007	680	239	242	35	1,196	404	192	163	26	784
2008	903	269	306	41	1,519	530	209	200	29	968
2009	946	278	317	43	1,583	539	209	202	29	980
2010	960	289	328	44	1,621	551	210	201	30	992
2011	1,006	297	339	45	1,687	552	211	201	29	993
2012	1,025	304	345	47	1,722	555	212	202	29	999
2013	1,078	314	358	48	1,799	532	214	200	30	976
2014	1,107	328	372	50	1,857	541	212	203	30	985
2015	1,143	336	382	52	1,912	552	216	202	30	1,000
2016	1,135	342	381	52	1,909	537	215	207	30	989
2017	1,161	351	391	54	1,957	553	215	208	30	1,006
2018	1,191	365	407	55	2,017	543	216	204	30	994
2019	1,226	372	419	57	2,073	564	218	207	30	1,020
2020	1,268	383	427	58	2,137	559	221	210	31	1,020
2021	1,317	394	443	60	2,214	546	218	207	30	1,001
2022	1,345	404	456	62	2,267	564	221	209	31	1,024
2023	1,383	420	467	64	2,334	555	219	207	31	1,011
2024	1,432	430	482	66	2,410	548	224	211	31	1,013
2025	1,464	441	495	67	2,468	572	223	210	31	1,036
2026	1,510	459	512	69	2,550	568	223	210	31	1,033
2027	1,543	472	528	72	2,614	567	224	211	31	1,034
2028	1,591	481	540	74	2,686	568	226	213	31	1,038
2029	1,657	499	557	76	2,789	571	223	210	31	1,036
2030	1,685	513	575	78	2,850	576	227	214	31	1,047
Total	33,210	10,689	11,512	1,602	57,012	15,427	6,726	6,021	919	29,093

El planteamiento plasmado en la tabla 36 se refiere a la necesidad de descubrir nuevas reservas para asignarla a los pozos de desarrollo que se vayan perforando bajo el esquema de que la reserva necesaria de cada pozo es como lo define la fórmula 10.3 ya descrita.

Se observa en la tabla 35 antes mencionada, que para el año 2030 la RN solo habrá aportado el 3.1 por ciento de los hidrocarburos líquidos que haya demandado el país en todo el período, mientras que la RMNE cargaría con el 53.0 por ciento, la RMSO con un 23.5 por ciento y la RS con el restante 20.4 por ciento.

De acuerdo a las reservas probadas ilustradas en la tabla 37 (si se pudieran extraer los volúmenes planteados en la tabla 35) de los yacimientos nacionales⁴⁶ se observa que la RMSO no tendría suficientes hidrocarburos líquidos para aportar más allá del año 2003 (en los casos máximo y mínimo), la RMNE podría aportar hasta el año 2018 en el caso máximo y hasta el 2022 en el caso mínimo, la RS oscilaría entre los años 2019 y 2023, mientras que la RN no agotaría sus reservas ni en el año 2030 de acuerdo a este esquema de producción. En lo tocante a las reservas probadas a nivel nacional se agotarían entre los años 2020 y 2024.

Tabla 37
Reservas probadas, probables y posibles auditadas de crudo (MMb)

	RMNE	RMSO	RS	RN	Total	RMNE	RMSO	RS	RN	Total
	Probadas					Probables				
1/01/99	11,936	1,366	4,414	6,984	24,700	4,515	804	704	2,862	8,885
	Posibles					Totales				
1/01/99	1,467	1,204	930	3,879	7,479	17,918	3,374	6,048	13,725	41,064

Fuente: Memoria de labores de PEMEX, 1998

Es fundamental entender que los años de agotamiento se basan en las condiciones actuales, además de que al irse agotando las reservas de alguna de las regiones se tendría que sustituir su producción con la producción de las otras lo cual implicaría que el tiempo de agotamiento de estas últimas regiones se reduciría.

Producción de gas asociado

El esquema de producción de hidrocarburos líquidos antes planteado, traería consigo una producción de gas asociado seco que se plantea en la tabla 38.

⁴⁶ México. PEMEX. "Memoria de Labores 1998 de Petróleos Mexicanos". 1999, páginas 144-193

Tabla 38

Producciones esperadas de gas asociado seco por región (MMpcd)

Año	RMNE		RMSO		RS		RN		Total	
	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN
1998	338	338	433	433	965	965	30	30	1,766	1,766
1999	322	322	398	396	900	900	28	27	1,647	1,644
2000	315	311	409	404	912	900	29	28	1,665	1,643
2001	305	301	397	391	885	870	28	28	1,616	1,590
2002	307	296	400	386	891	860	28	27	1,627	1,570
2003	309	294	403	383	896	854	28	27	1,636	1,559
2004	310	290	404	378	900	843	28	27	1,643	1,537
2005	311	286	404	373	902	831	29	26	1,645	1,517
2006	312	284	408	371	906	824	29	26	1,655	1,504
2007	316	282	412	367	917	816	29	26	1,675	1,491
2008	326	283	425	369	945	821	30	26	1,727	1,499
2009	337	285	438	371	975	826	31	26	1,781	1,508
2010	347	286	452	373	1,006	830	32	26	1,837	1,515
2011	359	287	468	374	1,039	833	33	26	1,898	1,521
2012	369	289	482	376	1,072	838	34	26	1,958	1,529
2013	381	290	496	378	1,106	840	35	27	2,018	1,535
2014	394	291	514	379	1,142	844	36	27	2,085	1,541
2015	406	293	530	381	1,178	847	37	27	2,151	1,548
2016	418	294	545	383	1,213	850	38	27	2,214	1,554
2017	430	295	559	385	1,246	855	39	27	2,275	1,562
2018	443	296	577	386	1,282	859	41	27	2,342	1,568
2019	455	298	593	387	1,320	861	42	27	2,410	1,573
2020	468	299	611	390	1,357	866	43	27	2,479	1,582
2021	482	300	629	390	1,397	868	44	27	2,552	1,585
2022	496	301	646	392	1,438	872	45	28	2,625	1,593
2023	510	302	665	392	1,479	874	47	28	2,702	1,596
2024	525	303	685	394	1,523	877	48	28	2,782	1,602
2025	541	304	704	396	1,567	881	50	28	2,860	1,608
2026	557	305	724	397	1,612	884	51	28	2,944	1,613
2027	573	306	747	398	1,661	886	53	28	3,033	1,618
2028	589	307	768	401	1,709	891	54	28	3,120	1,626
2029	607	308	791	401	1,759	893	56	28	3,213	1,630
2030	624	309	813	403	1,810	897	57	28	3,305	1,637

Es conveniente recordar que la producción de gas asociado depende de las características de los yacimientos y de la producción de aceite en cada uno de ellos, y como ya se conoce la cantidad de hidrocarburos líquidos que deberá aportar cada región y las RGA finales que relacionan las producciones de hidrocarburos líquidos y gas seco, se puede obtener la cantidad de gas seco que provendría de la producción del gas asociado, que es la información que se presenta en la tabla anterior.

Requerimientos de gas no asociado

Aunado a lo anterior y como se conocen los requerimientos de gas natural seco (bajo los dos escenarios planteados en el capítulo anterior) se pueden deducir los requerimientos de gas no asociado los cuales se ilustran en la tabla 39.

Tabla 39
Requerimiento nacional de gas no asociado (MMpcd)

Año	Demanda Máxima	Producción gas asociado	Requerimientos gas no asociado	Demanda Mínima	Producción gas asociado	Requerimientos gas no asociado
1998	3,630	1,766	1,864	3,630	1,766	1,864
1999	4,919	1,647	3,272	4,768	1,644	3,124
2000	4,880	1,665	3,214	4,649	1,643	3,006
2001	5,855	1,616	4,239	5,390	1,590	3,800
2002	6,254	1,627	4,627	5,815	1,570	4,245
2003	6,705	1,636	5,069	6,157	1,559	4,598
2004	7,203	1,643	5,560	6,574	1,537	5,036
2005	7,754	1,645	6,109	6,999	1,517	5,482
2006	8,221	1,655	6,566	7,301	1,504	5,797
2007	8,665	1,675	6,990	7,645	1,491	6,153
2008	8,938	1,727	7,211	7,645	1,499	6,145
2009	9,220	1,781	7,439	7,645	1,508	6,136
2010	9,512	1,837	7,675	7,645	1,515	6,130
2011	9,814	1,898	7,916	7,645	1,521	6,124
2012	10,127	1,958	8,169	7,645	1,529	6,116
2013	10,450	2,018	8,432	7,645	1,535	6,109
2014	10,785	2,085	8,700	7,645	1,541	6,103
2015	11,131	2,151	8,980	7,645	1,548	6,097
2016	11,451	2,214	9,237	7,645	1,554	6,090
2017	11,780	2,275	9,505	7,645	1,562	6,082
2018	12,120	2,342	9,778	7,645	1,568	6,077
2019	12,470	2,410	10,059	7,645	1,573	6,071
2020	12,830	2,479	10,351	7,645	1,582	6,063
2021	13,202	2,552	10,651	7,645	1,585	6,059
2022	13,585	2,625	10,960	7,645	1,593	6,052
2023	13,980	2,702	11,278	7,645	1,596	6,048
2024	14,387	2,782	11,605	7,645	1,602	6,043
2025	14,807	2,860	11,946	7,645	1,608	6,037
2026	15,240	2,944	12,295	7,645	1,613	6,031
2027	15,686	3,033	12,652	7,645	1,618	6,026
2028	16,146	3,120	13,025	7,645	1,626	6,018
2029	16,620	3,213	13,407	7,645	1,630	6,014
2030	17,109	3,305	13,804	7,645	1,637	6,007

Para calcular las aportaciones de gas no asociado que deben satisfacer las regiones norte y sur (únicas productoras de este hidrocarburo), se aplica el mismo porcentaje de la producción actual a los requerimientos de gas no asociado (tabla 39) obteniendo los requerimientos máximo y mínimo para cada una de las 2 regiones.

Los resultados se plasman en la tabla 40.

Tabla 40
Requerimientos de gas no asociado por región (MMpcd)

Año	Requerimientos de GNA		RN		RS	
	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN
1998*	1,864	1,864	908	908	179	179
1999	3,272	3,124	3,763	3,593	742	708
2000	3,214	3,006	3,697	3,457	729	682
2001	4,239	3,800	4,876	4,371	961	862
2002	4,627	4,245	5,322	4,883	1,049	963
2003	5,069	4,598	5,830	5,289	1,149	1,043
2004	5,560	5,036	6,395	5,792	1,261	1,142
2005	6,109	5,482	7,026	6,305	1,385	1,243
2006	6,566	5,797	7,551	6,667	1,489	1,314
2007	6,990	6,153	8,040	7,077	1,585	1,395
2008	7,211	6,145	8,294	7,068	1,635	1,393
2009	7,439	6,136	8,556	7,058	1,687	1,391
2010	7,675	6,130	8,827	7,050	1,740	1,390
2011	7,916	6,124	9,104	7,043	1,795	1,388
2012	8,169	6,116	9,396	7,034	1,852	1,387
2013	8,432	6,109	9,698	7,026	1,912	1,385
2014	8,700	6,103	10,006	7,020	1,973	1,384
2015	8,980	6,097	10,328	7,013	2,036	1,382
2016	9,237	6,090	10,624	7,005	2,094	1,381
2017	9,505	6,082	10,933	6,996	2,155	1,379
2018	9,778	6,077	11,246	6,989	2,217	1,378
2019	10,059	6,071	11,570	6,983	2,281	1,377
2020	10,351	6,063	11,906	6,973	2,347	1,375
2021	10,651	6,059	12,250	6,969	2,415	1,374
2022	10,960	6,052	12,606	6,961	2,485	1,372
2023	11,278	6,048	12,972	6,957	2,557	1,371
2024	11,605	6,043	13,348	6,950	2,631	1,370
2025	11,946	6,037	13,740	6,943	2,709	1,369
2026	12,295	6,031	14,142	6,937	2,788	1,368
2027	12,652	6,026	14,552	6,931	2,869	1,366
2028	13,025	6,018	14,981	6,922	2,953	1,365
2029	13,407	6,014	15,421	6,918	3,040	1,364
2030	13,804	6,007	15,877	6,910	3,130	1,362

* Producción real de 1998 (Memoria de labores de PEMEX, 1998)

La tabla 41 registra el número de pozos de desarrollo de gas no asociado necesarios en las regiones norte y sur, así como el total anual de reservas adicionales desde 1999 hasta el año 2030.

Tabla 41
Pozos de desarrollo necesarios en yacimientos de gas

Año	RN		RS		Total		Reservas adicionales (MMMpc)	
	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN
1998	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	585	551	115	108	700	659	1278	1203
2000	43	26	7	4	50	30	91	55
2001	291	234	56	45	347	279	633	509
2002	162	167	31	32	193	199	352	363
2003	181	154	34	29	215	183	392	334
2004	200	179	38	34	238	213	434	389
2005	221	189	42	36	263	225	480	411
2006	210	166	39	31	249	197	454	360
2007	210	181	39	34	249	215	454	392
2008	170	103	31	19	201	122	367	223
2009	176	103	32	18	208	121	380	221
2010	182	103	34	19	216	122	394	223
2011	187	104	34	19	221	123	403	224
2012	194	103	36	18	230	121	420	221
2013	200	103	37	18	237	121	433	221
2014	206	103	38	18	244	121	445	221
2015	213	103	39	18	252	121	460	221
2016	213	103	39	18	252	121	460	221
2017	220	102	41	18	261	120	476	219
2018	225	103	42	18	267	121	487	221
2019	232	103	43	18	275	121	502	221
2020	239	102	44	18	283	120	516	219
2021	246	103	45	18	291	121	531	221
2022	253	102	47	18	300	120	548	219
2023	261	103	48	18	309	121	564	221
2024	268	102	49	18	317	120	579	219
2025	277	102	51	18	328	120	599	219
2026	285	102	52	18	337	120	615	219
2027	293	102	54	18	347	120	633	219
2028	302	101	56	18	358	119	653	217
2029	311	102	57	18	368	120	672	219
2030	321	101	59	18	380	119	694	217
Totales	7,577	4,205	1,409	770	8,986	4,975	16,399	9,079

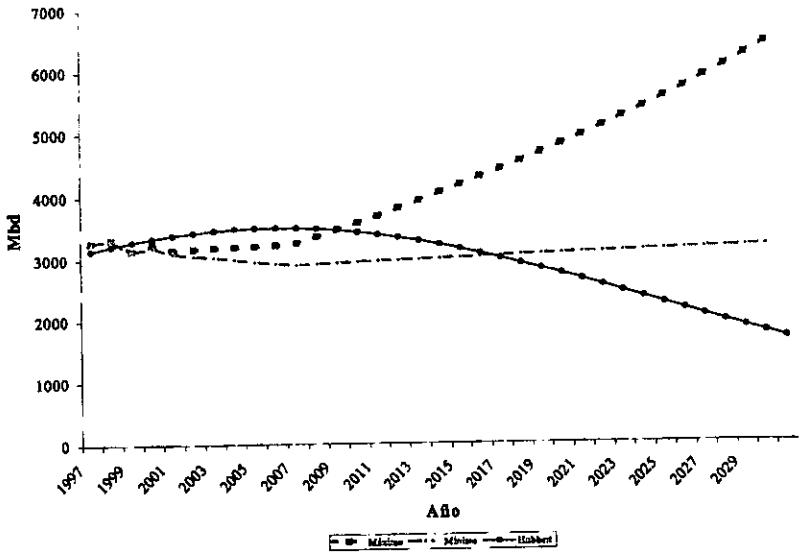
El cálculo del número de pozos de desarrollo necesarios para satisfacer los requerimientos de gas no asociado, no presenta mayor dificultad que la de aplicar el mismo método que el antes planteado para los hidrocarburos líquidos. Es conveniente notar que la región norte requerirá un desarrollo aproximadamente 5 veces superior al de la región sur (debido a sus mayores reservas de gas natural), así como el gran número de pozos necesarios para alcanzar las metas de producción sin necesidad de importar este combustible. En la tabla 46 se observa que el número de pozos a perforar en los próximos años para satisfacer los requerimientos anteriormente establecidos oscila entre los 8,986 y los 4,975. Otro aspecto notable es la cantidad de reservas adicionales requeridas para los pozos de desarrollo

perforados (bajo el mismo esquema planteado para los pozos de crudo) también mencionadas en la misma tabla.

Requerimientos contra producciones esperadas según Hubbert

Como colofón a los esfuerzos para definir los requerimientos de hidrocarburos en los años futuros, se presenta la gráfica 9, en la cual se observa que de acuerdo a dichos requerimientos y a los pronósticos de producción de hidrocarburos líquidos con el método de Hubbert, la producción será insuficiente en los años 2009 y 2017 para los escenarios máximo y mínimo respectivamente.

Gráfica 9
Requerimientos máximo y mínimo de hidrocarburos líquidos comparadas con las producciones estimadas con el método de Hubbert



Lo antes plasmado concuerda con los problemas que se vislumbran a corto plazo en la RMSO para alcanzar las producciones que tiene asignadas para cubrir su cuota de hidrocarburos líquidos requeridos por el país. Lo que se quiere resaltar es el hecho de que tanto Hubbert, como los resultados del presente capítulo (obtenidos con un método muy diferente), concuerdan en pronosticar problemas de autosuficiencia en el largo plazo. Para finalizar con el tema se recuerda que la limitación de recursos a PEMEX (sobre todo en exploración) en la década de los 60's y principios de los 70's, desembocaron en la importación de crudo pudiendo revertir esto gracias al descubrimiento del mesozoico Chiapas-Tabasco.

10. Conclusiones

Un aporte de cualquier trabajo de tesis es que los resultados obtenidos lleven a definir algunas conclusiones que ayuden a mejorar las condiciones anteriores a su realización. En este caso debieran incidir en la urgente necesidad de una planeación de la política energética de México.

Alta correlación entre las variables elegidas

Se logró establecer que las variables independientes elegidas (PIB y POB) mantienen una alta correlación con el CIE. No se conoce en México, la existencia de un modelo que permita establecer una relación entre las variables mencionadas. Es digno de mención el hecho de que el primer año proyectado (1997) difiere de la información establecida en el Balance Nacional de Energía 1997 en 0.1%, lo cual es una excelente respuesta del modelo propuesto.

Se mantiene la dependencia de los hidrocarburos

Con la investigación realizada se concluye: se mantendrá la dependencia de los hidrocarburos para satisfacer el abasto energético de México. En el mediano plazo no se vislumbran alternativas viables para suplir a los hidrocarburos como principal oferente energético de nuestro país.

Penetración del gas natural

Debido a la nueva normatividad en vigor, México se enfila a un cambio en sus patrones de consumo de hidrocarburos. Es impostergable e irreversible el cambio al uso de combustibles más limpios y lo más importante: es mandato de ley.

Lo anterior se refleja en el hecho de que, independientemente del acontecer económico, el consumo de hidrocarburos líquidos se mantendrá en los mismos niveles durante los próximos diez años, mientras que el gas podría incrementar su consumo hasta en, casi, un 300 por ciento en el mismo lapso.

Problemas de producción en el corto plazo

De acuerdo al ejercicio planteado en la tesis, la Región Marina Suroeste será incapaz de aportar sus cuotas asignadas en el corto plazo (año 2003). Se debe recordar que las cuotas asignadas son proporcionales a las cuotas actuales, por lo que la tendencia de incumplimiento parece cercana. Lo anterior provocará una mayor exigencia en las otras regiones para cumplir con los requerimientos de producción y a su vez incrementará la presión sobre las reservas de éstas.

Necesidad de exploración

Se requiere intensificar la actividad exploratoria hasta incorporar 49,000 millones de barriles de crudo y 210 billones (millones de millones) de pies cúbicos de gas natural para satisfacer las producciones estimadas hasta el año 2030 (aplicable para el escenario máximo). En las condiciones actuales es pertinente recordar la década de los años sesentas donde se disminuyó la actividad exploratoria hasta desembocar en la importación de crudo al inicio de los años setentas.

Es fundamental insistir en la necesidad de explorar nuevos campos de manera consistente y programada. Si bien existen países productores altamente desarrollados con relaciones de reservas/producción de un dígito, es conveniente tener presentes que su dependencia de los hidrocarburos es mucho menor que la de México, además de que cuentan con planes y programas energéticos de largo plazo perfectamente estructurados y congruentes.

Recuperación mejorada

Como ya se observó en el apartado anterior, la presión sobre la exploración es desmedida, por lo que es indispensable incursionar en proyectos rentables de recuperación mejorada.

Estrategia de producción de gas natural

Debido a que la producción de gas asociado depende de las características de los yacimientos y de los volúmenes de crudo extraídos, se observa que la cuota de producción de gas no asociado atribuido a la región norte es muy alta y difícil de alcanzar. Por lo anterior se recomienda intensificar la exploración de gas no asociado en todas las regiones (inclusive en las regiones marinas), incrementar la explotación de yacimientos de gas no asociado en la región sur y dirigir el desarrollo de campos hacia yacimientos con mayores RGA que las actuales (para obtener mayores producciones de gas asociado).

Limitaciones a la producción de gas asociado

Es muy importante notar que la producción de gas asociado se verá limitada porque los volúmenes internamente requeridos de crudo se mantendrán prácticamente en los mismos niveles durante los próximos diez años, lo cual (salvo en el caso del comercio exterior) mantendrá los requerimientos de producción de líquidos prácticamente constantes.

Quema de gas

La práctica de la quema de gas se debe erradicar debido a la necesidad acelerada de este combustible. Es importante estar conscientes que la quema de un pie cúbico de gas natural le cuesta el doble a México (el que se quema y el que se importa para sustituirlo).

Transporte, distribución y proceso de gas

Sin ser el objetivo de esta tesis, salta a la vista la falta de capacidad instalada para transportar, distribuir y procesar los volúmenes de gas que, según la secretaría de energía, serán demandados en los años futuros. Esto obliga a efectuar una planeación urgente de la infraestructura necesaria para atender los volúmenes que se demandarán en el futuro y no cerrarse solamente a aspectos volumétricos de la producción.

11. Recomendaciones

Inversiones futuras

Asignando costos de perforación de 10 millones de dólares a los pozos de aceite (de desarrollo), excepto para los de la región Norte para los cuales se propone un costo de 2 millones de dólares y asumiendo el mismo costo (2 millones de dólares) para los pozos de gas no asociado; se prevé una inversión, para el escenario máximo, en perforación del orden de 80,000 millones de dólares en el período 1998-2030.

Aunado a lo anterior, se deben considerar los costos necesarios en la exploración, infraestructura y proceso de los hidrocarburos producidos.

Estos grandes retos obligan a disminuir la carga impositiva de PEMEX. Es urgente modificar el esquema de contribución de la empresa petrolera nacional para que pueda reinvertir parte de sus ingresos en los programas mencionados.

Importancia del petróleo como energético nacional

La alternativa de no prepararnos para satisfacer los requerimientos internos de energía es: Importación masiva de hidrocarburos, dependencia total del mercado internacional (sobre el cual no se tiene ningún control) y disminución de las actividades económicas del país.

La importancia del petróleo como energético rebasa, con mucho, la que puede alcanzar como generador de recursos económicos. Para reforzar la aseveración anterior simplemente hay que identificar que PEMEX genera alrededor del 30 por ciento de los ingresos del gobierno federal, pero aporta el 90 por ciento de los requerimientos energéticos del país. Si se presentara una insuficiencia energética, todos los demás aspectos nacionales se verían afectados o, inclusive, paralizados; por lo que se debe cuidar que PEMEX cuente con los recursos económicos necesarios para cumplir su responsabilidad primera: abastecer de energía al país.

Esquemas de financiamiento

PEMEX es parte de una minoría de empresas en el mundo que permanecen cerradas a las alianzas, fusiones y esquemas de financiamiento modernos y ágiles que permitan responder a los retos presentes y futuros. Es urgente abrir la empresa a financiamientos acordes a los tiempos globalizados que se viven, que le consientan acceder a capitales baratos y ágiles, establecer alianzas estratégicas e inclusive, establecer sociedades perfectamente definidas para el desarrollo de proyectos específicos (recuperación mejorada, exploración, infraestructura, proceso, refinación, etc).

Son demasiados los rubros en los que hay que invertir y muy pocos los recursos para hacerlo. Desgraciadamente el aspecto político del problema pareciera tener mayor peso específico que la necesidad de garantizar el abasto de energía al país. Además, es conveniente recordar que los beneficios de procesar los hidrocarburos en el país son infinitamente mayores que exportarlos como materia prima ya que el hecho de agregar valor a los recursos naturales mexicanos redundaría en generación de empleos y como detonador de riqueza.

Al igual que en el caso de la Comisión Federal de Electricidad una propuesta en el sentido de abrir PEMEX a la inversión privada, seguramente generaría un revuelo mayúsculo. Sin embargo, hay pocas opciones viables y la responsabilidad de tener que hacerlo es debido a la implantación de políticas equivocadas impuestas por el gobierno federal de la industria petrolera nacional.

Abatir costos de producción

Es importante reconocer que los tiempos de bonanza de la industria petrolera mundial parecen alejarse cada día más debido a los índices de precio vigentes de crudo, lo cual provoca que los márgenes de utilidad se reduzcan diariamente.

Otro aspecto importante es que el petróleo "fácil" se está terminando. Cada día hay que producir hidrocarburos a mayores profundidades, costa afuera, con tirantes de agua mayores, es decir, se invierte más para producir cada barril de hidrocarburos. Bajo estas circunstancias es impostergable trabajar para reducir los costos de producción de PEMEX en todas las regiones y en todos los ámbitos de la empresa (exploración, perforación, desarrollo de la infraestructura, etc).

Desarrollo de Chicontepec

La región norte (específicamente el paleocanal de Chicontepec) cuenta con abundantes reservas de petróleo. Infortunadamente los pozos en esta zona son de baja productividad lo cual implicaría, para el desarrollo de esta reserva, una actividad masiva de perforación. Se supone, ya que estas cantidades de petróleo están consideradas reservas, que el análisis económico es favorable para su explotación. Sin embargo, se sugiere establecer un plan de desarrollo integral ya que no existe infraestructura para el desarrollo de esta zona por lo que la inversión inicial sería muy significativa.

Otra arista importante es que esta reserva tendría que desarrollarse, para abastecer los requerimientos del país, de manera acelerada en pocos años.

Investigación necesaria

PEMEX y los centros de educación superior del país tendrían que estar trabajando hoy en investigar los retos planteados. Abatir costos, desarrollar programas de recuperación

mejorada, perforación masiva, desarrollo de campos en aguas profundas, exploración y desarrollo de infraestructura son solo algunos de los muchos ámbitos que se deben investigar. Es fundamental desarrollar planes que apoyen el desarrollo del personal en beneficio de la empresa. Hoy, la capacitación no aporta lo que debiera a PEMEX.

Las anteriores son algunas de las reflexiones que destacan. No se debe perder la perspectiva integral para el desarrollo de planes y programas de largo plazo en México. Es fundamental considerar que todas las acciones y reacciones en materia energética deben ir orientadas en el mismo sentido. Cada área reclama la prioridad sobre las demás: comunicación, salud, educación, trabajo, etc. No olvidar que todas son fundamentales pero ninguna es posible sin energía.

Para finalizar se comenta que el aprendizaje y la sensibilización en materia energética son indispensables para todos los que laboramos en PEMEX. No debemos concentrarnos solamente en desarrollar nuestras tareas técnicas. No se debe cejar en el empeño de hacer mejor las cosas. No se nos permite fallar. La responsabilidad es nuestra y de nadie más.

Anexo "A". Unidades y equivalencias

Antes de iniciar cualquier análisis de las variables y su relación, es importante establecer las unidades de cada una de ellas, las equivalencias utilizadas y algunas definiciones que permitan explicar cabalmente el significado de lo expuesto en esta disertación.

Unidades

Las unidades se utilizarán de manera consistente a lo largo de toda la tesis, es decir, la unidad para alguna propiedad o indicador en particular será la misma en cuadros, ecuaciones, gráficas, etc. Sin embargo, pueden existir variaciones en cuanto a los prefijos utilizados ya que estos permiten una mayor facilidad de escritura e interpretación.

En la tabla 42 se enumeran los prefijos del sistema internacional (SI) que son los que se utilizarán:⁴⁷

Tabla 42

Prefijos SI*

Factor de multiplicación	Prefijo	Símbolo SI
10 ³	kilo	K
10 ⁶	mega	M
10 ⁹	giga	G
10 ¹²	tera	T
10 ¹⁵	peta	P

* ASTM E380-74

En la industria petrolera no se acostumbra utilizar los prefijos mencionados antes, sino que por cada factor de 10³ se antepone una M a la unidad de medida en cuestión, lo que genera las siguientes equivalencias descritas en la tabla 43:

Tabla 43

Factor de multiplicación	Prefijo SI	Prefijo industria petrolera
10 ³	kilo	M
10 ⁶	mega	MM
10 ⁹	giga	MMM

Lo anterior indica que 1,500,000 b; 1,500 Mb y 1.5 MMb son equivalentes (las 3 indican un millón y medio de barriles). Esta nomenclatura se utilizará para los hidrocarburos. Las

⁴⁷ Baumeister, Theodore; Eugene A. Avallone; Theodore Baumeister III. "Marks, manual del ingeniero mecánico". 8ª edición. Ed. Mac Graw Hill, página 1-34

unidades que se utilizarán así como los símbolos de cada indicador o propiedad son las que se definen en la tabla 44:

Tabla 44

Indicador o propiedad	Símbolo	Unidad
Energía	E	Joule (J)
Consumo interno de energía	CIE	Petajoule (PJ)
Producto interno bruto	PIB	Millones de pesos de 1993 (MM\$93)
Población	POB	Miles de habitantes (Mh)
Ingreso per cápita	IPC	Millones de pesos de 1993/Miles de habitantes (MM\$93/Mh)

Equivalencias

Existen diversas equivalencias que se utilizarán para lograr convertir unidades volumétricas en unidades energéticas o, simplemente, de otro sistema de unidades al sistema utilizado. A continuación se listan los factores de conversión requeridos.⁴⁸

- 1 barril de petróleo equivalente (bpe) = 5810.5 MJ
- 1 Petajoule = 10^{15} Joule
- $1 \text{ m}^3 = 6.2898$ barriles = 35.31467 ft^3
- 1 tonelada de petróleo equivalente = 41.868 Giga-Joule (10^9 Joule)
- 1 barril de combustóleo = 6,783 pies cúbicos de gas natural
- 1 barril de petróleo = 5,000 pies cúbicos de gas natural
- 1 m^3 de gas natural = 8,460 Kcal
- 1 caloría = 4.0868 Joule
- 1 BTU = 1055.056 Joule
- 1 Watt hora = 3,600 Joule

Se reitera que las abreviaturas o simbología, las unidades y las equivalencias antes descritas se usarán de manera constante por lo que es conveniente familiarizarse con ella para evitar confusiones en el estudio de la tesis. Combinando algunas de las equivalencias anteriores se obtiene una muy importante para facilitar la comprensión de los resultados:

$$1 \text{ Petajoule anual} = 0.471512955 \text{ Mbped}$$

Por otro lado, para la conversión de MWh a MJ en plantas de generación se utiliza la siguiente equivalencia:⁴⁹

$$1 \text{ MWh} = 10,251 \text{ MJ}$$

⁴⁸ México. Secretaría de Energía. "Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006". 1996, páginas 149 y 150

⁴⁹ México. Secretaría de Energía. "Balance Nacional de Energía 1996". 1997, página 87

usando, además, una eficiencia de plantas del 85 por ciento.

Finalmente es importante mencionar que cuando se cite información cuantitativa de alguna referencia bibliográfica, se hará en las unidades que maneje la referencia en cuestión, efectuando la conversión en caso necesario.

Anexo "B": Método de regresión

Método de regresión

Debido a los altos valores del coeficiente de correlación obtenidos entre las variables en estudio que indican una estrecha relación entre ellas, se decide elaborar los modelos matemáticos con base en técnicas de regresión lineal con mínimos cuadrados, cuyo modelo elemental es:

$$y = \beta_0 + \beta_1 x + \varepsilon \quad (1)$$

Dicho modelo es la ecuación de una línea recta y donde ε llamado el "error de Y", es la desviación del valor medido de Y respecto al valor medio calculado de Y para la misma X en ambos casos. ε es una variable aleatoria con media cero y varianza σ^2 .

A continuación se presenta el método para el desarrollo de diversos modelos matemáticos de acuerdo a los requerimientos de cada uno de ellos:⁵⁰

Estimación de los coeficientes de regresión β_0 y β_1

Un método estándar en estadística para estimar los coeficientes de regresión de la línea recta que mejor ajusta los datos es el de "mínimos cuadrados". Una vez obtenidos estos coeficientes la línea de regresión es:

$$Y' = b_0 + b_1 X \quad (2)$$

Con esta ecuación y dada cualquier X se puede calcular el valor estimado de Y.

Para n pares de observaciones (X_i, Y_i), donde $i=1, 2, 3, \dots, n$, los residuos son $\xi_i = Y_i - Y'_i$ y el método de mínimos cuadrados encuentra la mejor recta que minimiza la suma del cuadrado de los residuos ξ_i . El método encuentra los valores de b_0 y b_1 para los cuales

$$\sum [Y_i - Y'_i]^2 = \sum [Y_i - (b_0 + b_1 X_i)]^2 \quad (3)$$

es mínimo. El método para calcular los valores b_0 y b_1 para los cuales la ecuación anterior es un mínimo, es como se describe a continuación:

$$b_1 = \frac{S_{XY}}{S_{XX}} \quad (4)$$

$$b_0 = \bar{Y} - b_1 \bar{X} \quad (5)$$

⁵⁰ Schiff, Daniel & Ralph B. D'Agostino. "Practical engineering statistics".. Edit. John Wiley & Sons, Inc, páginas 205-248

Por consiguiente:

$$\bar{X} = \frac{\sum X}{n} \quad (6)$$

$$\bar{Y} = \frac{\sum Y}{n} \quad (7)$$

$$S_{XX} = \sum X^2 - \frac{[\sum X]^2}{n} \quad (8)$$

$$S_{XY} = \sum XY - \sum X \frac{\sum X \sum Y}{n} \quad (9)$$

$$S_{YY} = \sum Y^2 - \frac{[\sum Y]^2}{n} \quad (10)$$

Si el error o variable aleatoria ε se asume que tiene una varianza común, σ^2 , ésta puede ser estimada como S^2 :

$$S^2 = \frac{\sum [Y_i - Y'_i]^2}{n-2} = \frac{(S_{YY} - b_1 S_{XY})}{n-2} \quad (11)$$

Transformación a linealidad

El método se puede utilizar inclusive con modelos que no son lineales originalmente (como algunos de los propuestos), pero que a través de cambios de variables se pueden volver lineales, efectuar el cálculo de los coeficientes como se describió en las ecuaciones 4 a 10 y retornarlos a su forma original. A continuación se presenta la manera de efectuar este procedimiento con un ejemplo de tipo exponencial, aunque el método sea aplicable a otros modelos.

Se supone un modelo exponencial de la forma:

$$Y = \alpha \beta^X e^\varepsilon \quad (12)$$

Si se hace que $Z = \ln Y$, entonces la ecuación queda de la siguiente forma:

$$Z = \ln \alpha + X \ln \beta + \varepsilon \quad (13)$$

con lo cual ya se pueden efectuar los cálculos de b_0 y b_1 . El resultado del análisis anterior puede expresarse en términos de las variables originales, $Y=e^Z$ y X .

Regresión polinomial

Cuando no es posible analizar la función con el procedimiento anterior debido a que existe un mínimo relativo o un máximo relativo, se debe intentar una regresión polinomial cuyo modelo básico es:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \beta_2 X^2 + \dots + \beta_k X^k + \varepsilon \quad (14)$$

si se emplea la aproximación:

$$Y' = b_0 + b_1 X + b_2 X^2 + \dots + b_k X^k \quad (15)$$

y el método de mínimos cuadrados, se obtienen $(k+1)$ ecuaciones, denominadas ecuaciones normales:

$$\begin{aligned} b_0 n + b_1 \sum X_i + b_2 \sum X_i^2 + \dots + b_k \sum X_i^k &= \sum Y_i \\ b_0 \sum X_i + b_1 \sum X_i^2 + b_2 \sum X_i^3 + \dots + b_k \sum X_i^{k+1} &= \sum X_i Y_i \\ &\vdots \\ b_0 \sum X_i^k + b_1 \sum X_i^{k+1} + b_2 \sum X_i^{k+2} + \dots + b_k \sum X_i^{2k} &= \sum X_i^k Y_i \end{aligned} \quad (16)$$

las cuales al resolverse nos arrojan los coeficientes de regresión b_0, b_1, \dots, b_k .

La regresión polinomial tiene la limitante de ser confiable para el intervalo comprendido entre los límites de los datos en que se efectuó el cálculo de los coeficientes, por lo que no se recomienda aplicar este método para el desarrollo del modelo de demanda (pues las variables PIB y POB saldrán de dichos límites).

Regresión múltiple

En regresión simple (la que se ha planteado hasta ahora) la variable dependiente Y depende de una sola variable independiente X . Cuando la variable dependiente Y es función de más de una variable independiente X_1, X_2, \dots, X_k , entonces un análisis de regresión múltiple debe ser utilizado. La relación entre estas variables se presenta en un modelo lineal de la forma:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_k X_k + \varepsilon \quad (17)$$

que al obtener los coeficientes de regresión b_0, b_1, \dots, b_k se convierte en el modelo de predicción:

$$Y' = b_0 + b_1 X + b_2 X_2 + \dots + b_k X_k \quad (18)$$

Los datos se pueden representar como $n(k+1)$ conjuntos:

$$\begin{aligned}
 &X_{11}, X_{21}, \dots, X_{k1}, Y_1 \\
 &X_{12}, X_{22}, \dots, X_{k2}, Y_2 \\
 &\quad \vdots \\
 &X_{1n}, X_{2n}, \dots, X_{kn}, Y_n
 \end{aligned}
 \tag{19}$$

donde X_{ij} es el valor de la i -ésima variable independiente asociada con el valor observado Y_j . Aplicando el método de mínimos cuadrados se obtienen $(k+1)$ ecuaciones normales, una por cada uno de los coeficientes de regresión desconocidos:

$$\begin{aligned}
 &b_0 n + b_1 \sum X_{1j} + \dots + b_k \sum X_{kj} = \sum Y_j \\
 &b_0 \sum X_{1j} + b_1 \sum X_{1j}^2 + \dots + b_k \sum X_{1j} X_{kj} = \sum X_{1j} Y_j \\
 &\quad \vdots \\
 &b_0 \sum X_{kj} + b_1 \sum X_{1j} X_{kj} + \dots + b_k \sum X_{kj}^2 = \sum X_{kj} Y_j
 \end{aligned}
 \tag{20}$$

resolviendo este conjunto de ecuaciones se obtienen los coeficientes de regresión buscados b_0, b_1, \dots, b_k .

Anexo "C": Pruebas estadísticas

Coefficiente de correlación (r):

Este indicador ya se describió ampliamente en el desarrollo de la tesis, por lo que simplemente se recuerda que es una medida de la dependencia que existe entre dos variables.

Coefficiente de confiabilidad o de determinación (r²):

"Si el coeficiente de correlación se eleva al cuadrado se obtiene un coeficiente de confiabilidad o de determinación que indica la proporción o porcentaje de la varianza compartida por las dos variables. En teoría, dice que cantidad de la varianza total de una variable medida es una varianza "verdadera". Si se tuvieran los puntajes "verdaderos" y fuera posible correlacionarlos con los puntajes de la variable medida, y si se elevara al cuadrado el coeficiente de correlación resultante, se obtendría el coeficiente de confiabilidad".⁵¹ Como puntaje verdadero se tomaron los CIE que reporta la Secretaría de Energía y como puntaje medido los CIE que se calcularon con cada uno de los modelos.

Error promedio:

El error promedio se define como

$$\bar{e} = \frac{\sum e_i}{n} \quad (1)$$

e_i es la diferencia del CIE real menos el CIE proyectado en el período i -ésimo y n es el número de períodos utilizados para el cálculo (en este caso son 17 períodos de 1980 a 1996).

Prueba "t":

"Devuelve la probabilidad asociada con la prueba t de Student. Utilice PRUEBA.T para determinar la probabilidad de que dos muestras puedan proceder de dos poblaciones subyacentes con igual media".⁵² Se utilizó la prueba "t" con dos colas de distribución y de tipo 3 (muestras con varianzas diferentes). El cálculo se efectuó con la función automática de microsoft excel.

Prueba "F":

"Devuelve el resultado de una prueba F . Una prueba F devuelve la probabilidad de que las varianzas de los argumentos matriz1 y matriz2 no presenten diferencias significativas.

⁵¹ Kerlinger, Fred N. "Foundations of behavior research". Edit. Mc Graw Hill. 1988, página 467.

⁵² Biblioteca Microsoft Excel. 1997.

Utilice esta función para determinar si las varianzas de dos muestras son diferentes.”⁵³ Se utilizó para su cálculo el comando automático de microsoft excel.

Prueba Durbin Watson:

Cuando una serie de datos que varían en el tiempo (como en este caso el PIB, el POB y el CIE) son utilizados para efectuar una regresión se corre el riesgo de que se presenten “efectos de tiempo”, es decir que cada término de error (valor del modelo menos valor real) sea dependiente de otro término (otro período) y que no tengan la independencia necesaria para hacer confiable el modelo. En otras palabras, si el modelo presenta efectos de tiempo, los resultados que arroja no serán independientes de los anteriores y entonces el modelo no es confiable.⁵⁴ Para verificar lo anterior existe la prueba llamada “d-Durbin Watson”. En esta prueba se calcula el término “d” de acuerdo a lo siguiente:

$$d = \frac{\sum_{i=2}^n (e_i - e_{i-1})^2}{\sum_{i=1}^n e_i^2} \quad (2)$$

el resultado de “d” obtenido en la ecuación (4.23) se compara con los valores siguientes válidos para $n = 17$:

$d_L = 0.77$ y $d_U = 1.25$ (con un nivel de significancia de $\alpha = 0.01$)
 si $d < d_L$ se rechaza H_0 , si $d > d_U$ se acepta H_0 y si $d_L < d < d_U$ la prueba es no concluyente

donde la hipótesis es:

$H_0 = r_{t, t-1} = 0$ (no existe correlación entre los diversos datos, es decir, no existen efectos de tiempo)

⁵³ Idem.

⁵⁴ “Fundations of behavior...” Op. cit. supra. Nota 51, páginas 285-290

Bibliografía

- "A handbook for linear regression". Mary Sue Younger. Ed. Buxbury press.
- "Analysis of World Crude Oil Production Trends". A. S. Al-Jarri & R. A. Startzman. Paper SPE 37692. Trabajo presentado en el "1997 SPE Hydrocarbon Economics & Evaluation Simposium" efectuado del 16-18 de Marzo de 1997 en Dallas, Texas.
- "Anuario Estadístico 1996 de Petróleos Mexicanos". Edit. PEMEX. 1997.
- "Anuario Estadístico 1998 de Petróleos Mexicanos". Edit. PEMEX. 1998.
- "Apuntes de Mecánica de Yacimientos". Fernando Samaniego Verdusco. UNAM.
- "Balance Nacional de Energía 1996". Ed. Secretaría de Energía. 1997.
- "Balance Nacional de Energía 1997". Ed. Secretaría de Energía. 1998.
- "Como plantear y resolver problemas". G. Polya. Edit. Trillas. 1997.
- "Comunicología aplicada y metodología de investigación". Emiliano Orozco Gutiérrez. Edit. CEDA. 1995.
- "Elementos de Muestreo". Richard L. Scheaffer, William Mendenhall & Lyman Ott. Grupo Editorial Iberoamérica. 1991.
- "Energía en México. El arranque del siglo XXI. Realidades y opciones." Coord. Mariano Bauer Ephrussi y Leopoldo García-Colín Scherer. Edit. Colegio Nacional y Programa Universitario de Energía. Trabajo: "Energía y Deuda: El endeudamiento externo del sector energético en México". Angel de la Vega Navarro. 1988.
- "Estadística básica en administración. Conceptos y aplicaciones". Mark L. Berenson & David M. Levine. Edit. Prentice Hall Hispanoamericana, S.A. 4ª edición. 1992.
- "Forecasting Oil Prices: A Forecasting Model Based on the Work of M. King Hubbert". Douglas B. Reynolds, University of Alaska Fairbanks.
- "Foundations of behavior research". Fred N. Kerlinger, Mc Graw Hill. 1988.
- "Heberto y el petróleo". Heberto Castillo Martínez. Artículos publicados en revista PROCESO entre 1977 y 1996. Edit. CISA. 1999.
- "Introductory probability & estatistical aplicaciones". Paul L. Meyer. Edit. Addison-Wesley publishing company, LTD. 1970.
- "La política Petrolera Mexicana." Ing. Antonio J. Bermúdez. Edit. PEMEX. 1988.

- “La Producción Mundial De Petróleo Convencional: Tendencias y efectos que derivan de los precios a largo plazo sobre la sustentabilidad energética y ambiental”. Trabajo realizado por Francisco Figueroa de la Vega en el marco del proyecto “Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe”. OLADE, CEPAL y GTZ. (Trabajo no sometido a revisión editorial). 1998.
- “Marks, manual del ingeniero mecánico”. Theodore Baumeister, Eugene A. Avallone, Theodore Baumeister III. 8ª edición. Ed. Mac Graw Hill.
- “Memoria de Labores 1997 de Petróleos Mexicanos”. Edit. PEMEX. 1998.
- “Modernización del Estado y Empresa Pública. El caso de Petróleos Mexicanos”. Benjamín García Páez. Edit. INAP. 1994.
- “Normas y técnicas de estilo para el trabajo académico”. Miguel López Ruiz. Edit. UNAM. 1998.
- “Practical engineering statistics”. Daniel Schiff & Ralph B. D’Agostino. Edit. John Wiley & Sons, Inc.
- “Programa de desarrollo y reestructuración del sector de la energía 1995-2000.” Edit. Secretaría de Energía. 1996.
- “Programa Nacional de Población 1995-2000”. Edit. Consejo Nacional de Población (CONAPO), Poder Ejecutivo Federal. 1996.
- “Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006”. Edit. Secretaría de Energía. 1996.
- “Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007”. Edit. Secretaría de Energía. 1998.
- “Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006”. Ed. Secretaría de Energía. 1997.
- “Will demand increase? Evaluation and prospects of the relationships between Economic growth, energy policies, and the demand for oil”. William W. Hogan. Publicado en “*Revue de l’énergie*, n° 432, julio-agosto de 1991”.
- Biblioteca Microsoft Excel. 1997.
- Intervención del director general de PEMEX (Lic. Adrián Lajous Vargas) en el Club Español del Petróleo. Madrid, 15 de Noviembre de 1998. (Publicado en el diario La Jornada el 16 de Diciembre de 1998).